

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Инженерно-строительный институт
институт
Инженерных систем зданий и сооружений
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
А. И. Матюшенко
подпись инициалы, фамилия
« ____ » _____ 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 «Строительство»

Снабжение сжиженным газом жилого района и котельной АО «Старт»
тема

Руководитель _____
подпись, дата

доцент, к. т. н.
должность, ученая степень

А. И. Авласевич
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

Р. Э. Бельчегешев
инициалы, фамилия

Нормоконтролер _____
подпись, дата

доцент, к. т. н.
должность, ученая степень

А. И. Авласевич
инициалы, фамилия

Красноярск 2019

СОДЕРЖАНИЕ

Реферат.....	4
Введение.....	5
1 Расчет годового газового потребления.....	8
1.1 Расчет численности населения.....	9
1.2 Расчет газопотребления жилым районом	10
2 Расчет газонаполнительной станции.....	13
2.1 Расчет резервуарного парка ГНС.....	15
2.2 Расчет сливных эстакад.....	17
2.3 Расчет предохранительно-запорных клапанов.....	18
2.4 Расчет насосно-компрессорного отделения.....	22
2.5 Расчет числа газораздаточных колонок.....	25
2.6 Расчет числа автомобилей для перевозки баллонов.....	26
2.7 Расчет числа баллонов подлежащих заполнению в течение суток.....	27
2.8 Расчет числа постов для слива неиспарившихся остатков.....	28
3 Расчет внутридомового и внутриквартального газопровода.....	29
3.1 Определение расхода газа.....	30
3.2 Гидравлический расчет внутридомового газопровода.....	32
3.3 Расчет внутриквартального газопровода.....	34
4 Расчет резервуаров с естественным и искусственным испарением..	38
4.1 Расчет резервуаров с естественным испарением.....	40
4.2 Расчет резервуарной установки с искусственным испарением....	44
5 Расчет горелочных устройств.....	47
6 Гидравлический расчет внутрикотельного газопровода.....	51
6.1 Устройство и принцип работы котла “ Mighty Therm ”.....	53
6.2 Расчет ГРУ для котельной.....	55
7 Технология монтажных и заготовительных работ.....	56
7.1 Монтаж систем внутреннего газоснабжения.....	56
7.1.1 Подготовительные работы.....	57

7.1.2 Монтажные работы.....	57
7.1.3 Испытание внутреннего газопровода.....	58
7.2 Монтаж подземного газопровода.....	59
7.2.1. Подготовительные работы.....	59
7.2.2. Земляные работы.....	60
7.2.3. Сборка и сварка труб в звенья.....	61
7.3 Монтаж трубопроводов.....	61
7.4 Предварительное испытание газопровода.....	62
7.5 Монтаж резервуаров.....	62
7.6. Изоляция газопровода.....	64
7.7 Благоустройство трассы.....	64
7.8 Окончательное испытание газопроводов.....	65
7.9 Определение объема земляных работ.....	65
7.10 Выбор комплекта машин и оптимального варианта.....	70
Заключение.....	75
Список сокращений	76
Список использованных источников.....	77

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Снабжение сжиженным газом жилого района и котельной "Старт"» содержит 78 страниц текстового документа, 7 таблиц, 87 формул, 4 рисунка, 14 использованных источников, 5 листов графического материала формата А1.

ПРОПАН, БУТАН, ГАЗОПРОВОД, РАСХОД ГАЗА, ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ, ГОРЕЛКА, МОНТАЖ, ОБВЯЗКА АРМАТУРЫ, СХЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ.

Объект газоснабжения – жилой район города и котельная.

Цели работы:

- разработка проекта газоснабжения населения и котельной;
- оценка проектных решений газонаполнительной станции, жилого квартала и котельной;
- монтаж и испытания газопроводов.

В результате проведения работ были установлены расходы газопотребления для бытовых нужд населения, определена структура газонаполнительной станции, выполнены гидравлические расчеты и схемы газоснабжения внутридомового и внутриквартального газоснабжения, внутрицехового газопровода котельной, рассчитано количество резервуаров.

Раздел технологии возведения инженерных систем содержит ряд рекомендаций по монтажу и испытаниям газопровода, объём земляных работ, оптимальный комплект машин и механизмов.

В качестве технической реализации одного из перспективных предложений произведен расчет резервуаров с естественным и искусственным испарением групповой резервуарной установки, горелочного устройства для котла.

ВВЕДЕНИЕ

На территории Российской Федерации имеется много регионов и областей не имеющих природного сетевого газа. Это Алтайский и Красноярский края, Читинская, Амурская, Омская области, республики Бурятия и Карелия и т.д. Сложившаяся ситуация обусловлена удаленностью этих регионов от разработанных газовых месторождений и магистральных газопроводов, отсутствием крупных промышленных центров и малой плотностью населения. Вышеперечисленное предопределяет широкое развитие в этих регионах альтернативных сервисных источников топливно-энергетических ресурсов на базе сжиженного углеводородного газа (СУГ).

Применение сжиженного углеводородного газа в качестве энергоносителя для технологических установок, бытовых и хозяйственных нужд, в полной мере отвечает социальным, экологическим и санитарно-гигиеническим требованиям потребителей.

Газ – ценное промышленное сырье. Доля газа в общем, потреблении топлива в стране достигла уровня 32%. Кроме природного в общем объеме энергетического баланса значительное применение находят сжиженные углеводородные газы.

Сжиженные газы представляют собой смесь углеводородов, в основном пропана и бутана, с небольшими примесями более тяжелых газов. Основными источниками их получения являются газы нефтяных месторождений и газы промпредприятий по переработке нефти.

При атмосферных условиях сжиженные газы переходят в газообразное состояние, а при повышении давления или при снижении температуры превращаются в жидкость. Для транспортировки и хранения эти газы обычно сжижаются, а используются у потребителей в газовой фазе.

Первоочередной потребитель газового топлива в нашей стране это коммунально-бытовой сектор.

Рациональное использование газообразного топлива с наибольшей реализацией его технологических достоинств позволяет получить значительный экономический эффект, который связан с повышением КПД агрегатов и сокращением расхода топлива, более легким регулированием температурных полей и состава газовой среды в рабочем пространстве печей и установок. В результате это удастся значительно повысить интенсивность производства и качество получаемой продукции. Применение газа для промышленных установок улучшает условия труда и способствует росту его производительности. Использование сжиженных углеводородных газов в промышленности позволяет осуществить принципиально новые прогрессивные и экономически эффективные технологические процессы. Кроме того, применение газа в качестве топлива позволяет значительно улучшить условия быта населения, повысить санитарно-гигиенический уровень производства и оздоровить воздушный бассейн в городах и промышленных центрах.

Народно-хозяйственная эффективность газоснабжения во многом определяется правильностью выбора методов сжигания, совершенства оборудования и приборов, квалификацией обслуживающего персонала, действительностью системы контроля за использованием газа. При работе агрегатов на газовом топливе появляется реальная возможность глубокого ступенчатого использования практически чистых продуктов сгорания.

Сжиженные углеводородные газы обладают многими положительными качествами природного газа и жидких топлив:

- достаточной простотой транспортировки любым видом транспорта (трубопровод, автомобили, железные дороги, суда, авиации);
- легкостью регулирования и контроля горения;
- выделением максимального количества тепла (22-30 Мкал/м паровой или 5.8-6.7 Гкал/м жидкой фазы) в минимальный срок в минимальном объеме, необходимом для горения.

Кроме того, они достаточно свободны от посторонних вредных веществ и не содержат коррозионно- активных элементов, доступны практически в

достаточном количестве в любом месте использования и обладают универсальной применимостью и экономичностью при широком применении. Эффективно используются в условиях рассредоточенных нагрузок в районах, отдаленных от магистральных газопроводов природного газа.

Наряду с этим сжиженные газы имеют и недостатки. При естественном испарении смеси пропана и бутана их пары имеют переменный состав, хотя при искусственном испарении он однороден. У сжиженных газов малы значения нижней границы предела взрываемости (1.5-9.5%). Они значительно тяжелее воздуха и собираются в нижней части помещения (емкости), где может образоваться газообразная взрывоопасная смесь при очень малых утечках. При затекании (в виде стелющегося тумана или прозрачного облака) в подвалы, устройства канализации, заглубленные помещения сжиженные газы могут там оставаться очень долго.

Основным звеном, использующим сжиженный газ, является газонаполнительная станция (ГНС).

На ГНС производится отпуск газа как в автоцистернах, так и в баллонах различной емкостью до потребления этого газа. В районах Сибири и Дальнего Востока создана широкая сеть ГНС, групповых установок сжиженного газа, промежуточных складов баллонов и газонаполнительных пунктов.

Годовое потребление газа районом является основой при составлении проекта газоснабжения.

Расчет годового потребления производят по нормам на конец расчетного периода с учетом перспективы развития районных потребителей газа.

Потребление газа рассчитывают по средним нормам, разработанным в результате анализа многолетнего опыта фактического потребления газа и перспектив изменения этого потребления.

1 Расчет годового газового потребления

Годовое потребление газа городом является основой при составлении проекта газоснабжения.

Расчет годового потребления производят по нормам на конец расчетного периода с учетом перспективы развития городских потребителей газа.

Продолжительность расчетного периода устанавливают на основании плана перспективного развития города или поселка. Все виды городского потребления можно сгруппировать следующим образом:

- бытовое потребление (потребление газа в квартирах);
- потребление в коммунальных и общественных предприятиях;
- потребление на отопление и вентиляцию зданий;
- промышленное потребление.

Потребители, названные в пп. «в» и «г», в балансе, составленном для сжиженного газа, обычно отсутствуют, если не считать отдельных небольших установок.

Возможное количество потребителей газа может быть определено исходя из:

- постройки и ее основных характеристик;
- количества и характеристики (по пропускной способности) предприятий и учреждений городского хозяйства;
- наличия централизованного горячего водоснабжения;
- характеристики отопительных систем;
- топливного и теплового баланса города.

Большинство приведенных факторов не поддается точному учету, поэтому потребление газа рассчитывают по средним нормам, разработанным в результате анализа многолетнего опыта фактического потребления газа и перспектив изменения этого потребления.

Особенно трудно определить расход газа в квартирах. В нормах расхода газа учтено, что население частично пользуется услугами коммунально-

бытовых предприятий. Годовой расход на приготовление пищи и горячей воды в квартирах при отсутствии централизованного горячего водоснабжения и газового водонагревателя расход газа составляет по нормам в данном проекте 4600 МДж/год чел.

1.1 Расчет численности населения

По генплану района определяем площади кварталов и, исходя из плотности населения, в данной работе $\rho=500$ чел/га, находим количество человек, проживающих в каждом квартале.

$$N = m \cdot F, \quad (1)$$

где m - плотность населения, 500 чел/га;

F - площадь квартала, га. Расчет сведем в таблицу 1.

Таблица 1 - Расчет численности населения

№ квартала	Площадь квартала, га	Плотность населения, чел/га	Количество проживающих, чел.
1	7	500	3500
2	4,1		2050
3	7,2		3600
4	4,8		2400
5	8		4000
6	7,6		3800
7	7,8		3900
8	10,4		5200
9	8,64		4320
10	5,6		2800
11	5,5		2750
12	5,5		2750

13	7,6		3800
14	9		4500
15	2,6		1300
16	4,75		2375
17	5,5		2750
18	6,85		3425
19	12,87		6435
20	7,7		3850
21	13,25		6625
22	7,7		3850
23	13,12		6560
24	1,56		780
			$\Sigma 87320$

1.2 Расчет газопотребления жилым районом

Нормы расхода газа на одного человека (графа 3) принимаем согласно СП 62.13330.2011 "Газораспределительные системы".

Графа 4 определяется отношением графы 3 к массовой низшей теплоте сгорания пропана и бутана, кДж/кг.

Графа 5 – отношением графы 3 к низшей теплоте сгорания газовой фазы, кДж/м³.

Графа 6 - является произведением граф 4 и 2, а графа 7 – 5 и 2.

Расчет газового потребления жилым районом сводим в таблицу 2.

Таблица 2 - Расчет газопотребления жилым районом

Назначение расходуемого газа	Количество потребителей	Норма расхода на 1 чел.			Газопотребление	
		кДж	м ³	кг	м ³	кг

1	2	3	4	5	6	7
При наличии газовой плиты и газового водоподогревателя	$N=n*a=$ $87320*0,85=$ 74222	7300×10^3	159,16	75,4	11813173,52	5596338,8
При наличии газовой плиты и отсутствии газового водоподогревателя	$N=n*(a- в)=$ 87320 $*(0,85- 0,8)$ $= 4366$	4240×10^3	92,45	43,8	403636,7	191230,8
Суммарное количество газа					12216810,22	5787569,6
Суммарное количество газа с учетом запаса					14660172,26	6945083,52

a – доля потребления газа районом на приготовление пищи, по заданию равна 0,85;

$в$ – доля потребления газа районом на горячее водоснабжение, по заданию равна 0,80;

n – количество потребителей, берется из таблицы 1.

Плотность газовой фазы, кг/м^3 , рассчитывается по формуле

$$\rho_z = n_{np} \rho_{np}^z + n_{бум} \rho_{бум}^z, \quad (2)$$

где n_{np} , $n_{бум}$ – доли соответственно пропана и бутана в газе (по заданию $n_{np} = 0,80$; $n_{бум} = 0,20$);

ρ_{np}^z , $\rho_{бум}^z$ – плотности газовой фазы пропана и бутана.

$$\rho_{np}^z = 1,872 \text{ кг/м}^3,$$

$$\rho_{бум}^z = 2,519 \text{ кг/м}^3.$$

Плотность газовой фазы составляет

$$\rho_g = 0,80 \cdot 1,872 + 0,20 \cdot 2,519 = 2,001 \text{ кг/м}^3.$$

Плотность жидкой фазы, кг/м^3 , рассчитывается по формуле

$$\rho_{жс} = n_{пр} \rho_{пр}^{жс} + n_{бут} \rho_{бут}^{жс}, \quad (3)$$

где $n_{пр}$, $n_{бут}$ – то же, что и в формуле (2);

$\rho_{пр}^{жс}$, $\rho_{бут}^{жс}$ – плотности жидкой фазы пропана и бутана.

$$\rho_{пр}^{жс} = 528, \text{ кг/м}^3,$$

$$\rho_{бут}^{жс} = 601, \text{ кг/м}^3.$$

$$\rho_{жс} = 0,80 \cdot 525 + 0,20 \cdot 601 = 542,6, \text{ кг/м}^3.$$

Низшая теплота сгорания массовая, кДж/кг , рассчитывается по формуле

$$Q_H^P = n_{пр} \cdot Q_{p(пр.м.)}^H + n_{бут} \cdot Q_{p(бут.м.)}^H, \quad (4)$$

где $n_{пр}$, $n_{бут}$ – то же, что и в формуле (2);

$Q_{p(пр.м.)}^H$, $Q_{p(бут.м.)}^H$ – массовая низшая теплота сгорания пропана и бутана соответственно.

$$Q_{p(пр.м.)}^H = 46300, \text{ кДж/кг},$$

$$Q_{p(бут.м.)}^H = 47330, \text{ кДж/кг}.$$

$$Q_H^P = 0,80 \cdot 46300 + 0,20 \cdot 47330 = 46506, \text{ кДж/кг}.$$

Низшая теплота сгорания объемная, кДж/м^3 , рассчитывается по формуле

$$Q_H^P = n_{np} \cdot Q_{p(np.m.)}^H + n_{бут} \cdot Q_{p(бут.m.)}^H, \quad (5)$$

где $Q_{p(np.m.)}^H, Q_{p(бут.m.)}^H$ - низшая теплота сгорания пропана и бутана, равная

где $n_{np}, n_{бут}$ – то же, что и в формуле (2);

$$Q_{p(np.m.)}^H = 91140, \text{ КДж/м}^3,$$

$$Q_{p(бут.m.)}^H = 118530, \text{ КДж/м}^3.$$

Низшая теплота сгорания объемная составляет:

$$Q_H^P = 0,80 \cdot 91140 + 0,20 \cdot 118530 = 96618, \text{ КДж/м}^3.$$

2 Расчет газонаполнительной станции (ГНС)

Газонаполнительные станции (ГНС) и кустовые базы сжиженного газа (КБСГ) являются основными производственными единицами в системе снабжения сжиженным газом населения и коммунально-бытовых потребителей. Они осуществляют прием, хранение, распределение и в ряде случаев поставку газа своим транспортом. Газ на ГНС поставляют железнодорожным, трубопроводным, автомобильным транспортом. Для снабжения потребителей используют автомобильные цистерны (для резервуарных установок, зданий промышленных и сельскохозяйственных потребителей), баллоны различной вместимости (для населения). Современные ГНС снабжены сливными железнодорожными эстакадами, базой хранения с резервуарами для сжиженных газов (в которых обязательно должно быть предусмотрено раздельное хранение C_3H_8 и C_4H_{10}), производственными зданиями с насосно-компрессорным, наполнительным, сливным, воздушно компрессорами, погрузочно-компрессорным, бытовым и другими отделениями, а также блоками вспомогательных помещений с механическими мастерскими, котельными, административно-хозяйственными помещениями, гаражами для автотранспорта

и оборудованы системами водо -, тепло- и электроснабжения, связи и канализации.

На ГНС сжиженных газов осуществляются следующие операции:

- прием от поставщиков;
- слив в хранилища;
- хранение в наземных и подземных резервуарах, баллонах и т.п.;
- слив из баллонов неиспарившихся остатков и слив газа из неисправных сосудов;
- разлив газа в баллоны, передвижные резервуары, автоцистерны;
- прием пустых и выдача наполненных баллонов;
- транспортировка газа в баллонах и внутренней трубопроводной сети;
- ремонт и переосвидетельствование баллонов и резервуаров ГНС;
- технологическое обслуживание и ремонт оборудования ГНС;
- доставка газа потребителям в баллонах и автоцистернах;
- заправка автомашин, работающих на сжиженном газе;
- регазификация сжиженных газов;
- смешение паров сжиженных газов;
- смешение паров сжиженных газов с воздухом или низкокалорийными газами;
- подача паров сжиженных газов, газовоздушных смесей в городские системы распределения газа.

Проектирование ГНС должно осуществляться в соответствии с требованиями СП 62.13330.2011 "Газораспределительные системы", Правилами безопасности в газовом хозяйстве и Госгортехнадзора, т.к. ГНС являются объектами повышенной опасности. Этими документами устанавливаются места их расположения, безопасные расстояния между зданиями, сооружениями и окружающих зданий и сооружений различного назначения, а также рациональная планировка территории, дорог, противопожарные требования к зданиям и сооружениям, резервуарами базы хранения, насосами,

компрессорами и системами водоснабжения, отопления и вентиляции и многие другие положения.

Эксплуатация производится в соответствии с правилами эксплуатации ГНС сжиженного газа, в основе которых система планово-предупредительных ремонтов (ППР) и технических обслуживаний, позволяющая планировать основные затраты рабочей силы и материальных затрат и снижать их за счет увеличения сроков службы основных фондов, уменьшения простоев, аварийности.

2.1 Расчет резервуарного парка ГНС

Наземные резервуары, применяемые для хранения пропана, бутана и их смесей, рассчитываются на рабочее давление, соответствующее упругости паров сжиженного газа при максимальной температуре воздуха в летнее время, но не ниже 50°C.

Подземные резервуары рассчитываются на рабочее давление, соответствующее упругости паров сжиженного газа при максимальной температуре грунта в летнее время, но не ниже 25°C.

Горизонтальные цилиндрические резервуары бывают объемом 25, 50, 100, 125, 150 , 175 и 200 м³ .Все отключающие устройства на наземных резервуарах должны располагаться в непосредственной близости штуцеров. У подземных резервуаров отключающие устройства, а также предохранительные клапаны и контрольно-измерительные приборы (КИП) должны находиться выше уровня земли.

Наземные резервуары для защиты от действия солнечных лучей окрашиваются светлой краской, а подземные должны быть покрыты противокоррозионной изоляцией и засыпаны песчаным грунтом.

Каждая емкость оборудуется лазом.

Резервуары базы хранения обеспечиваются следующими КИП и арматурой: указателями уровня жидкой фазы, указателями давления паровой

фазы, предохранительными клапанами (не менее двух), термометрами для измерения температуры жидкой фазы, люками для попадания обслуживающего персонала внутрь резервуара при осмотре и ремонте и для вентиляции, устройствами для продувки

резервуара паром или инертным газом и удаления из него воды и тяжелых остатков, устройством для отбора проб жидкой и паровой фазы. Кроме того, на дополнительно-расходном трубопроводе резервуара устанавливается скоростной клапан, а если к резервуару подводится отдельный дополнительный трубопровод, то на нем устанавливается обратный клапан.

В проекте предусмотрена подземная установка резервуаров на ГНС по следующим причинам:

- они безопаснее в пожарном отношении;
- небольшие сезонные изменения температуры, надежная теплоизоляция в зимнее время;
- дешёвая эксплуатация.

Необходимый объем резервуарного парка определяется, исходя из годового объема потребления, запас рассчитываем на 5 суток, т.к. расстояние до поставщика не превышает 500 км.

Общий объем хранения газа на ГНС, м³:

$$V = \frac{Q_{год} \cdot n}{365 \cdot \rho_{ж} \cdot k}, \quad (6)$$

где $Q_{год}$ - годовое потребление (массовое количество) газа, кг;

n - принятый запас хранения, сут; приняли 5;

k - коэффициент заполнения резервуара 0,85-0,9 (для подземного размещения равен 0,9);

$\rho_{ж}$ - плотность жидкой фазы;

365 – количество дней в году.

$$V = \frac{6945083,52 \cdot 5}{365 \cdot 542,6 \cdot 0,9} = 195 \text{ м}^3$$

Необходимое количество резервуаров при единичном объеме одного резервуара марки ПС-50, шт:

$$m = \frac{V}{V_p}, \quad (7)$$

где V - запас сжиженного газа на ГНС, м^3 ;

V_p - объем единичный принятого к установке резервуара равный 50 м^3 .

$$m = \frac{195}{50} = 3,9 \approx 4, \text{ шт.}$$

2.2 Расчет сливных эстакад

Эстакада представляет собой металлические или железобетонные сооружения высотой 5м и длиной до 180м в зависимости от количества сливных и наливных устройств, каждое с двумя патрубками для жидкой фазы и одним для паровой.

Под ними прокладывают коллекторы жидкой и паровой фаз сжиженного газа, соединенные с трубопроводами станции.

Число сливных устройств определяется в зависимости от числа железобетонных цистерн, которое должно одновременно подаваться для слива газа, шт:

$$N = \frac{Q_{\max}}{30G}, \quad (8)$$

где Q_{\max} - максимальный грузооборот в месяц, т;

G - масса газа в одной цистерне, равна 32,1 т;

30 - число рабочих дней в месяце для слива газа.

$$N = \frac{6945083,52}{30 * 32,1 * 1000 * 12} = 0,6 \approx 1, \text{ шт.}$$

С учетом развития ГНС и газификации принимаем 1 сливно-наливочное устройство.

2.3 Расчет предохранительно-запорных клапанов

Для предотвращения повышения давления в резервуарах выше допустимого применяются пружинные запорно-сбросные клапаны типов ППК4, ППК4Р.

Предохранительные запорные клапаны (ПЗК) являются устройством, обеспечивающим безопасность эксплуатации оборудования в условиях повышенного давления газа. После сброса необходимого количества среды клапан автоматически закрывается. Установка ПЗК на резервуарах является обязательной, т.к. причин для чрезмерного повышения давления может быть множество, в частности:

- нагрев солнечной радиацией или открытым огнем в случае пожара;
- увеличение объема жидкости в случае переполнения при повышении температуры жидкости или отсутствии парового пространства;
- наполнение резервуара сжиженным газом, имеющим упругость паров компонентов более высокую, чем та, на которую рассчитан резервуар;
- подача жидкой фазы насосом при переполненном резервуаре и т.д.

На каждом резервуаре, чтобы предупредить завышение давления, устанавливают один или несколько предохранительных клапанов, которые в зависимости от конструкции приводного устройства разделяют на рычажно-грузовые и пружинные.

Пружинные ПЗК обладают рядом преимуществ перед рычажными:

- точнее и тщательнее фиксируется регулировка;
- несложная конструкция;
- компактная форма;
- простое исполнение.

Таким образом, предохранительные клапаны представляют собой арматуру, которая используется для автоматического выпуска жидких и газообразных сред из системы высокого давления в систему низкого давления или атмосферу и предназначена для безопасной эксплуатации установок и предотвращения возможных аварий.

Определение необходимой площади проходного сечения клапана, мм², производится в соответствии с правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, Госгортехнадзора по формуле

$$F_c = \frac{\sigma}{15,9 \cdot \alpha \cdot B \cdot ((P_1 - P_2) \rho)^{1/2}}, \quad (9)$$

где σ – максимально возможная пропускная способность клапана, кг/ч;

α – коэффициент расхода газа клапаном равный 0,6;

B – коэффициент учитывающий расширение среды;

P_1 – максимальное избыточное давление газа перед клапаном, МПа;

P_2 – избыточное давление за предохранительным клапаном, МПа;

ρ – плотность газа при рабочих параметрах P_1 и t_1 , кг/м³.

Максимальное избыточное давление газа перед клапаном для сосудов с давлением до 6 МПа составляет $P_1 = P_p + 0,1 \cdot P_p + 0,1 = 2,3$ МПа, откуда P_p – рабочее давление клапана МПа.

Плотность газа при рабочих параметрах P_1 и t_1 , кг/м³, определяется по формуле

$$\rho = \frac{\rho_H \cdot P_1 \cdot T_H}{T_1 \cdot P_H \cdot Z}, \quad (10)$$

где ρ_H , T_H , P_H – плотность, температура и давление при нормальных условиях ,
равные соответственно 2.29 кг/м³, 273 К, 10332 кг/м²;

P_1 , T_1 – давление и температура в рабочих условиях, равные соответственно
23000 кг/м², 333 К;

Z – коэффициент сжимаемости реального газа равный 0,9.

Плотность газа при рабочих параметрах составляет

$$\rho = \frac{2.29 \cdot 23000 \cdot 273}{333 \cdot 10332 \cdot 0,9} = 4,64 \text{ кг/м}^3$$

Определяем максимальную производительность резервуара, кг/ч, по формуле:

$$\sigma = K \cdot F \cdot (t_{\text{г}} - t_{\text{жс}}) / q, \quad (11)$$

где K – коэффициент теплопередачи от окружающего горячего воздуха через
стенку неизолированного резервуара к жидкости равный 23,2 Вт/м²ч°С;

F – наружная поверхность резервуара, равная 1480м²;

$t_{\text{г}}$ – температура окружающей среды, равная 550°С;

$t_{\text{жс}}$ – температура кипения жидкости при абсолютном давлении ее в резервуаре,
равная 60°С;

q – скрытая теплота испарения при $t_{\text{ж}}$, Вт/кг, равная 295,48 кДж/кг=1241
ккал/кг=1439 Вт/кг.

Максимальная производительность резервуара составляет

$$\sigma = 23,1 \cdot 1480 \cdot (550 - 60) / 1439 = 1168,8 \text{ кг/ч.}$$

Для проверки полученного результата воспользуемся эмпирической формулой для ориентировочных расчетов в соответствии с требованиями [15, раздел 9].

$$\sigma = 1000 \cdot D \cdot (L + (D / 2)), \quad (12)$$

где D – диаметр резервуара, м;

L – полная длина резервуара, м.

Результат подсчета составляет

$$\sigma = 1000 \cdot 3,02 \cdot (14,2 + (3/2)) = 47444,2 \text{ кг/ч}$$

Определяем площадь проходного сечения по формуле (9) и составляет

$$F_c = \frac{14233,3}{15,9 \times 0,6 \times 0,72 \times ((2,3 - 0)4,64)^{1/2}} = \frac{14233,3}{22,439} = 634 \text{ мм}^2.$$

Диаметр клапана, мм, вычисляют по формуле

$$d = \sqrt{\frac{4 \times F_c}{\pi}}, \quad (13)$$

где F_c – площадь проходного сечения, мм².

Диаметр клапана равен

$$d = \sqrt{\frac{4 \times 634}{3,14}} = 28,4 \text{ мм}$$

Подбираем предохранительный полноподъемный клапан марки ППК4-16, $d_y = 50\text{ мм}$, $d_c = 50\text{ мм}$, с пружиной номер 3 а, пределы регулирования 1,9-2,3 МПа.

2.4 Расчет насосно-компрессорного отделения

На ГНС для перемещения сжиженных газов используются в основном насосы и компрессоры.

При нормальной работе ГНС компрессоры используются:

- для слива сжиженного газа из прибывающего транспорта (железнодорожных и автомобильных цистерн) способом выдавливания;
- создания необходимого подпора для нормальной работы насосов;
- отсасывания остаточных паров из опорожненных цистерн и резервуаров хранилищ.

Компрессоры следует, как правило, размещать в закрытых отапливаемых помещениях. Допускается, однако, их размещение на открытых площадках под навесами из негорючих материалов (в районах, где климатические условия позволяют обеспечить нормальную работу устанавливаемого оборудования и обслуживающего персонала).

Компрессор отсасывает паровую фазу из заполняемого резервуара и нагнетает ее в паровое пространство цистерны или расходного резервуара. Создаваемая разность давлений способствует переливу жидкости в требуемом направлении. Нагнетаемые компрессором пары сжиженного газа с повышенной температурой, соприкасаясь с холодной поверхностью, подогревают верхний слой жидкости и способствуют испарению и дополнительному повышению давления в опорожняемом сосуде. Отсасывание паров из заполняемого резервуара не только снижает давление, но и усиливает испарение и охлаждение жидкости, что также ускоряет процесс слива. После слива железнодорожных цистерн компрессор отсасывает пары и направляет их в резервуары хранилища. Оставшаяся

на дне цистерны жидкость при этом полностью испаряется, а давление паров снижается до 0,5 кгс/см.

Подбор насосно-компрессорного оборудования производится с учетом объема и характера производимых операций по перекачке сжиженных газов по системе сливных и наливных трубопроводов. При выборе числа и типа насосов учитывают максимальный расход газа на железнодорожные цистерны и баллоны во время сливных и наливных операций. При выборе производительности компрессора обычно принимается во внимание только повышение давления от конденсации в сливаемой цистерне.

Подберем компрессор для слива газа из трех железнодорожных цистерн объемом $V_r=51\text{ м}^3$, размерами $D=2,6\text{ м}$, $L=10,8\text{ м}$, диаметр сливной трубы $d_T=100\text{ мм}$, приведенная длина $\ell_T=250\text{ м}$, время слива $\tau=2\text{ ч}$;

Производительность компрессора, кг/ч, найдем по формуле

$$G_q = \frac{K_l \cdot F \cdot \Delta P}{r \cdot \sqrt{\tau}}, \quad (14)$$

где K_l – коэффициент, равный 40;

F – поверхность зеркала конденсации, м^2 ;

r – скрытая теплота парообразования, ккал/кг;

ΔP – перепад давления, кгс/ см^2 .

Скорость движения жидкости в сливном трубопроводе, м/с, определяется

$$W_{ж} = V_e \cdot K / (f_T \cdot 3600 \cdot \tau), \quad (15)$$

где K – коэффициент заполнения цистерны, равный 0,8.

Скорость движения жидкости в сливном трубопроводе составляет

$$W_{ж} = \frac{3 \cdot 51 \cdot 0,8}{0,785 \cdot (0,1)^2 \cdot 3600 \cdot 2} = 2,16 \text{ м/с}.$$

Гидравлическое сопротивление трубопровода, кгс/м, определяем по формуле

$$\Delta P_T = \frac{\ell_T}{d_T} \lambda \cdot \rho \frac{\omega_{\text{ж}}^2}{2 \cdot g}, \quad (16)$$

где λ – коэффициент гидравлического трения трубы, равный 0,02;

ρ – плотность смеси, кг/м³.

Гидравлическое сопротивление трубопровода составляет

$$\Delta P_T = 0,02 \cdot \frac{250}{0,1} \cdot \frac{520,5 \cdot 2,16^2}{2} = 6991,3 \text{ кг} \cdot \text{с/м}^2.$$

Учитывая разность уровней и скоростной напор, принимаем $\Delta P_T = 2,0$ кгс/см² = 0,2 МПа.

Максимальная поверхность зеркала испарения одной цистерны, м², определяется по формуле

$$F = D \cdot L, \quad (17)$$

где D, L – размеры компрессора, м.

Максимальная поверхность зеркала испарения одной цистерны составляет

$$F = 2,6 \cdot 10,8 = 28 \text{ м}^2.$$

Определим среднюю производительность компрессора при $\tau_{\text{ср}} = \tau / 2 = 1$ ч по формуле (14), и она составляет

$$G_{\text{ср}} = \frac{50 \cdot 28 \cdot 2}{80 \cdot \sqrt{2}} = 24,75 \text{ кг/ч}.$$

Работа компрессора впервые 5 минут будет равна

$$G_{\text{ч}}^{\text{Нач}} = \frac{50 \cdot 28 \cdot 2}{80 \cdot \sqrt{0,083}} = 121,5 \text{ кг/ч.}$$

Таким образом, производительность компрессора должна быть более 25 кг/ч, но не должна превышать 121,5 кг/ч. В реальных условиях по мере опорожнения транспортной цистерны развиваемый компрессором перепад давления будет уменьшаться. К установке принимаем компрессор АУ-45 с подачей 318,2 кг/ч при давлении всасывания 0,4 МПа с мощностью двигателя 10,7 кВт и частотой вращения 910 об/мин.

2.5 Расчет числа газораздаточных колонок

Отпуск сжиженных газов с ГНС в автоцистерны осуществляется через газораздаточные колонки. Число колонок определяется исходя из необходимости суточной реализации газа в автоцистернах.

$$N_k = \frac{G_{\text{сут}}}{g \cdot K \cdot t}, \quad (18)$$

где $G_{\text{сут}}$ - суточный расход газа, т/сут.

$$G_{\text{сут}} = \frac{G \cdot k'}{365}, \quad (19)$$

где k' - доля реализации газа через групповые установки;

g - расчетная производительность колонки, равна 1 т/ч;

t - время работы колонки в сутки, 8 ч;

K - коэффициент заполнения резервуара, 0,85-0,9

$$G_{сут} = \frac{6945,08352 * 0,9}{365} = 17,125, \text{ т/сут.}$$

$$N_{\kappa} = \frac{17,125}{1 * 0,9 * 8} = 2,38 \approx 3, \text{ шт.}$$

2.6 Расчет числа автомобилей для перевозки баллонов

Опыт эксплуатации показывает, что ГНС должны располагать необходимым автотранспортом для повышения эффективности снабжения населения и коммунально-бытовых объектов газом. Поэтому необходимо рассчитать количество автомобилей для перевозки баллонов от ГНС до промежуточных пунктов.

Для этого определяем число рейсов автомобиля в сутки:

$$n = \frac{\tau}{2 \cdot \frac{v}{c} + 2t}, \quad (20)$$

где τ - время работы автомобилей в сутки (принимается равным 8 ч);

v - расстояние от ГНС до склада, км (принимается в пределах 3-5 км);

c - скорость движения автомобиля, 30-50 км;

t_l - время потраченное на погрузку и разгрузку, для типовых автомобилей равно 2 ч.

$$n = \frac{8}{2 \cdot \frac{4}{40} + 2 \cdot 2} = 1,9 \approx 2 \text{ рейса.}$$

Определяем средний объем перевозок одним автомобилем в сутки, т:

$$g_1 = g \cdot n, \quad (21)$$

где g - грузоподъемность одного автомобиля равная 0,8 т.

$$g_1 = 0,8 \cdot 2 = 1,6, \text{ т.}$$

Необходимый объем перевозок в сутки, т:

$$g_2 = \frac{Q_{год} \cdot K}{N}, \quad (22)$$

где $Q_{год}$ - объем реализации газа за год;

K - коэффициент неравномерности, равный 1,15;

N - число рабочих дней в году, берем 250 дней.

$$g_2 = \frac{6945,08 \cdot 1,15}{250} = 31,4, \text{ т}$$

Требуемое количество автомобилей:

$$M = \frac{g_2}{g_1} = \frac{31,4}{1,6} = 19,62 \approx 20, \text{ шт.}$$

Значит 20 автомобилей необходимо для перевозки баллонов.

2.7 Расчет числа баллонов подлежащих заполнению в течение суток

Отделение наполнения баллонов — одно из основных на ГНС. Оно оборудовано ручными, полуавтоматическими, автоматическими и раздаточными постами: в зависимости от числа заполняемых баллонов. При наполнении до 200-500 баллонов в смену практикуется ручная и полуавтоматическая разливка, а если более 500 — автоматическая.

В наполнительном отделении выполняются следующие операции: слив неиспарившихся остатков, наполнение баллонов газом, контроль степени наполнения, контроль герметичности баллонов.

Процесс наполнения баллонов состоит из двух операций: собственно наполнения и контроля количества залитого в баллон сжиженного газа.

Количество заполняемого газа можно оценить взвешиванием или измерением объема жидкости. Различают весовой и объемный методы контроля качества заполнения.

Баллон, подлежащий заполнению, устанавливают на весовые установки и при помощи трубки к штуцеру баллона прикрепляют шланг, идущий от наполнительной рампы. После взвешивания устанавливают движок с рейки весов на цифру, указывающую массу баллона и допустимое количество газа, затем открывают вентиль, который, наполнив баллон, закрывают, отсоединяют трубку, проверяют герметичность клапана и других резьбовых соединений. Убедившись в исправности баллона, его взвешивают на контрольных весах и направляют на склад для отгрузки потребителям.

Отпуск сжиженных газов с ГНС в автоцистерны осуществляется через газораздаточные колонки. Число колонок определяется исходя из необходимости суточной реализации газа в автоцистернах, шт по формуле

$$n_{\bar{o}} = \frac{G_{\text{сум}}}{g_{\bar{o}}}, \quad (23)$$

где $G_{\text{сум}}$ - максимальное потребление газа, т/сут., $g_{\bar{o}}$ - масса газа в одном баллоне 0,021 т.

$$n_{\bar{o}} = \frac{0,951}{0,021} = 46, \text{ шт.}$$

Суточный расход газа, т/сут, определяем по формуле

$$G_{\text{сум}} = \frac{Q_{\text{год}} \cdot K}{365}, \quad (24)$$

где K – доля реализации газа через газобаллонные установки, равна 0,1.

Суточный расход газа равен

$$G_{\text{сум}} = \frac{6945 \cdot 0,05}{365} = 0,951 \text{ т/сут.}$$

Значит, в течение суток необходимо заполнить 46 баллонов.

2.8 Расчет числа постов для слива неиспарившихся остатков

В зимнее время к сливу остатков подвергается все баллоны.

Количество постов для слива неиспарившихся остатков определяется по формуле, шт:

$$m_{сл} = \frac{N_k \cdot t_{сл}}{T_{сл}}, \quad (25)$$

где N_k – количество баллонов, реализуемое в сутки;

$t_{сл}$ – время слива одного баллона, 10 мин;

$T_{сл}$ – время слива в течении часа, 60 мин.

$$m_{сл} = \frac{46 \cdot 10}{60} = 8 \text{ шт.}$$

Значит необходимо 8 постов для слива неиспарившихся остатков.

3 Расчет внутридомового и внутриквартального газопровода

В жилые здания газ поступает по газопроводам от групповой резервуарной установки. Эти газопроводы состоят из внутриквартальной сети, подводящих газ к зданию и внутридомовых газопроводов, которые транспортируют газ внутри здания и распределяют его между отдельными газовыми приборами.

Газопровод вводят в здания через нежилые помещения, доступные для осмотра труб. Газовые стояки прокладывают в кухнях, лестничных клетках или коридорах. Если от одного ввода в жилое здание газ подают к нескольким стоякам, то на каждом из них устанавливают кран или задвижку. Перед каждым газовым прибором устанавливают краны. Расчет внутридомового газопровода

сводится к определению диаметров газопровода при условии бесперебойного снабжения всех потребителей в часы наибольшего газопотребления.

Значение расчетных параметров давления газа при проектировании газовых сетей бытовых, коммунальных и других потребителей, принимается в зависимости от предполагаемого давления в месте подключения газовых плит и водонагревателей.

Сопротивление газа в трубопроводах складывается из сопротивлений на трение и в местных сопротивлениях. Сопротивления на трение имеют место по всей длине трубопровода, а сопротивления местные только в местах изменения скоростей, направлений движения газа.

При определении потерь давления в газопроводах низкого давления должны учитываться не только потери на трение и местные сопротивления, но и потери, вызываемые разностью плотностей газа и воздуха, т.е. гидростатический напор.

Гидравлический расчет начинаем с определения расчетных расходов газа по участкам.

Вычерчиваем аксонометрическую схему внутридомового газопровода, разбиваем на участки, начиная с наиболее удаленного прибора в здании для стояка с максимальным расходом. Расчётная схема представлена на рисунке 1

3.1 Определение расхода газа

На расчетной схеме проставляем номера участков от дальнего прибора до ввода в здание и определяем расходы газа по участкам внутридомовой сети по номинальным расходам газа приборами. Коэффициенты одновременности и часового максимума принимаем по СП 62.13330.2011 «Газораспределительные системы» .

Расчет внутридомового газопровода начинается с определения расчетных расходов газа по участкам, $\text{м}^3/\text{ч}$:

$$V_{\text{г}} = \sum K_0 \frac{g_i}{Q_{\text{н}}^{\text{п}}} n_i, \quad (26)$$

где K_0 - коэффициент одновременности действия однотипных групп приборов, принимается по СП 62.13330.2011 «Газораспределительные системы»;

g_i – номинальный расход газа одним или несколькими приборами, кДж/ч. Для четырехкомфорочной плиты с духовым шкафом (П4) = 40000 кДж/ч;

$Q_{\text{н}}^{\text{п}}$ - низшая теплота сгорания кДж/ м³;

n_i - число квартир.

Расчет сведем в таблицу 3.

Таблица 3 - Расход газа на каждом участке

Номер участка	Ассортимент прибора	Число квартир	K_0	$V_{\text{г}}$, м ³ /ч
1-2	П4	1	1	0,414
2-3	П4	1	1	0,414
3-4	2П4	2	0,65	0,538
4-5	3П4	3	0,45	0,559
5-6	4П4	4	0,35	0,579
6-7	5П4	5	0,29	0,6
7-8	15П4	15	0,24	1,49

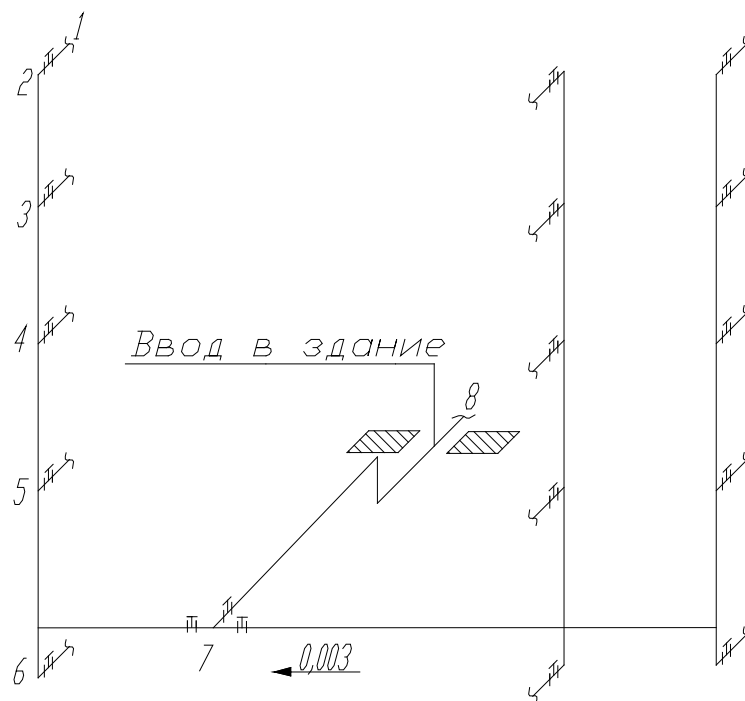


Рисунок 1 - Схема внутридомового газопровода

4.2 Гидравлический расчет внутридомового газопровода

1. Расчетные расходы для всех участков переписываются из таблицы 3.
2. Расчетные длины участков определяются по плану секции.
3. Процентная надбавка – а, %:
 - Для внутриквартирных разводок при длине разводки 1-2м – 450%;
 - Для стояков-20%;
 - Для горизонтальных участков (на газопроводах от вводов в здание до стояка) –25%.
4. Расчетная длина L_p определяется по формуле:

$$L_p = L \cdot \left(1 + \frac{a}{100}\right), \quad (27)$$

где L – длина участка по плану, м;

а – процентная надбавка к потерям на трение, %;

5. По номограмме определяются диаметр и потери давления в газопроводе, Па/м. При этом d зависит от V_z и $P_{y\partial}^{cp}$

$$P_{y\partial}^{cp} = \frac{\Delta P_{расч}}{\Sigma L_p}, \quad (28)$$

где $\Delta P_{расч}$ - расчетный перепад давления, равен 350 Па.

$$P_{y\partial}^{cp} = \frac{350}{44,8} = 7,6, \text{ Па/м.}$$

6. Находим гидростатический напор, Па, по формуле

$$H_z = \pm 9,81 \cdot z \cdot (\rho_v - \rho_z), \quad (29)$$

где z – разность высотных(абсолютных) отметок конца и начала участка, считая по ходу газа, м.

ρ_v – плотность воздуха, кг/м³ равный 1,29 кг/м³;

ρ_z – плотность газа, кг/м³ равный 2,12 кг/м³.

В конце расчета определяются потери давления на участках с учетом гидростатического давления и их сумма по всем участкам не должна быть больше $\Delta P_{расч}=350$ Па. Расчет сведен в таблицу 4.

Таблица 4 - Гидравлический расчет внутридомового газопровода

№ участка	Расчетный расход газа V_g , м ³ /ч	Длина участка L , м	Надбавка на местные сопротивления a , %	Расчетная длина L_p , м	Средняя удельная потеря давления $(\Delta P/h)_{ср}$, Па/м	Диаметр газопровода d , мм	Удельная потеря давления $(\Delta P/l)_д$, Па/м	Потеря давления ΔP , Па	Разность абсолютных отметок Z , м	Гидростатический напор H_g , Па	Общая потеря давления на участке $\Delta P + H_g$, Па
1-2	0,414	2	450	11	7,81	15	0,8	8,8	0	0	8,8
2-3	0,414	3	20	3,6	7,81	15	0,8	2,88	3	24,3	27,2
3-4	0,538	3	20	3,6	7,81	15	2,8	10,1	3	24,3	34,4
4-5	0,559	3	20	3,6	7,81	15	2,9	10,4	3	24,3	34,7
5-6	0,579	2	20	2,4	7,81	15	2,9	6,9	2	16,4	23,3
6-7	0,6	9	25	11,25	7,81	15	2,15	24,2	0	0	24,2
7-8	1,49	7	25	8,75	7,81	20	2,9	25,4	2	16,4	41,8
сумма				44,8							198

Условие расчета выполнено, т.к. 198 Па < 350 Па. Диаметры можно считать подобранными.

3.3 Расчет внутриквартального газопровода

Расчет ведется для квартального газопровода низкого давления. Расчетный перепад давления принимается 250 Па, потери давления местных сопротивлений учитываются с помощью десяти процентной надбавки к потерям давления по длине.

Расчет считается законченным, если суммарные потери давления по наибольшей магистрали не превышают 250 Па. Расчетные расходы газа на участках, м³/ч, определяются по формуле

$$V = \Sigma k_0 \cdot \frac{g_i}{Q^p} \cdot n_i, \quad (30)$$

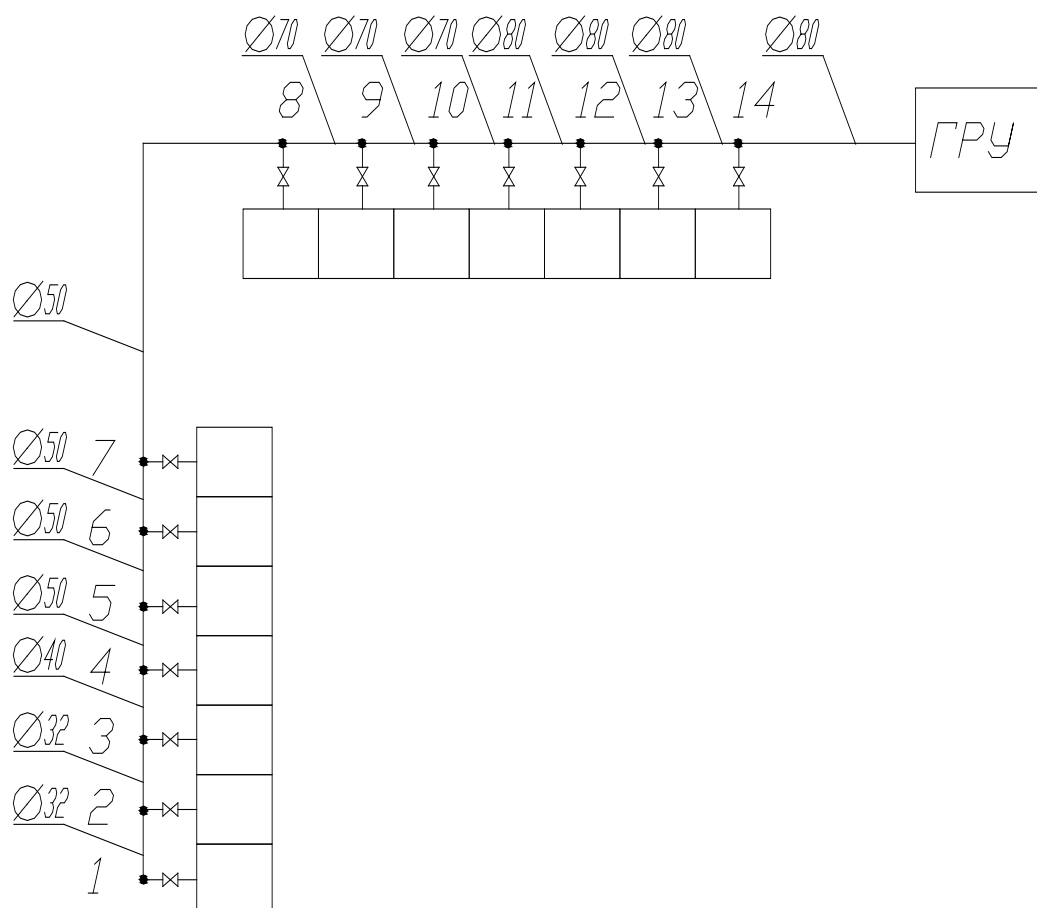


Рисунок - 2 Схема внутриквартирного газопровода

Длины участков замеряются по плану.

Расчетная длина, м, по формуле

$$L_p = 1,1 \cdot L \quad (31)$$

где L – длина участков, м.

Диаметр определяются по номограмме для определения потерь давления в газопроводах низкого давления, причем диаметр зависит от расчетного

расхода газа и средней удельной потере давления, Па/м, которая находится по формуле

$$P_{уд}^{cp} = \frac{250}{\Sigma L_p}, \quad (32)$$

где ΣL_p – сумма расчетных длин.

Диаметр газопровода принимается не менее 50 мм.

В начале расчета определяем количество подъездов в любом выбранном квартале (квартал 24).

Количество потребителей в квартале $N_{чел} = 780$ человек.

Определяем количество подъездов, шт по формуле

$$N_{под} = N_{кв} \cdot N_э, \quad (33)$$

$$N_{под} = 3 \cdot 5 = 15, \text{ шт.}$$

$$N_{чел/под} = N_{под} \cdot k_{сем}, \quad (34)$$

где $N_{чел/под}$ - количество человек в подъезде;

$k_{сем}$ - коэффициент семейности (по заданию = 3,7);

$N_{под}$ - количество подъездов;

$$N_{чел/под} = 15 \cdot 3,7 = 55,5 \approx 56, \text{ чел}$$

$$N_{под} = \frac{780}{56} = 14 \text{ шт.}$$

Возьмем 2 дома по 7 подъездов.

$$P_{y\partial}^{cp} = 250/280 = 0,89, \text{ Па/м}$$

Расчет сведем в таблицу 5 и 6.

Таблица 5 – Расход газа для участков внутриквартального газопровода

Номер участка	Ассортимент прибора	Число квартир	K_0	V_G , м³/ч
1-2	15П4	15	0,240	1,509
2-3	30П4	30	0,231	2,905
3-4	45П4	45	0,225	4,244
4-5	60П4	60	0,220	5,533
5-6	75П4	75	0,216	6,759
6-7	90П4	90	0,212	7,997
7-8	105П4	105	0,21	9,242
8-9	120П4	120	0,21	10,562
9-10	135П4	135	0,21	11,883
10-11	150П4	150	0,21	13,203
11-12	165П4	165	0,21	14,523
12-13	180П4	180	0,21	15,844
13-14	195П4	195	0,21	17,164
14-ГРП	210П4	210	0,21	18,484

Таблица 6 - Гидравлический расчет внутриквартального газопровода

N участка	V_G , м³/ч	L, м	L_P , м	d, мм	$(\Delta P/L)_d$	ΔP , Па
1-2	1,509	15	16,5	32	0,4	6,6
2-3	2,905	15	16,5	32	0,35	5,77
3-4	4,244	15	16,5	40	0,25	4,12

4-5	5,533	15	16,5	50	0,45	7,425
5-6	6,759	15	16,5	50	0,48	7,92
6-7	7,997	15	16,5	50	0,27	4,455
7-8	9,242	50	55	50	0,33	18,15
8-9	10,56	15	16,5	70	0,4	6,6
9-10	11,88	15	16,5	70	0,35	5,775
10-11	13,20	15	16,5	70	0,45	7,425
11-12	14,52	15	16,5	80	0,47	7,755
12-13	15,84	15	16,5	80	0,49	8,085
13-14	17,16	15	16,5	80	0,4	6,6
14-ГРП	18,48	50	55	80	0,4	22
			Σ308			Σ118,7

Расчет выполнен, т.к. 118,7 Па < 250 Па.

4 Расчет резервуаров с естественным и искусственным испарением

Для газоснабжения жилых кварталов с многоэтажными зданиями сжиженным газом применяются групповые резервуарные установки с естественным и искусственным испарением, т.е. установки, в которых испарение жидкости происходит за счет тепла окружающего грунта или за счет тепла искусственного теплоносителя в виде пара, горячей воды, продуктов сгорания, электроэнергии и др.

Для хранения сжиженных углеводородных газов непосредственно у потребителя используют стационарные и передвижные резервуары различного объема. Наибольшее распространение получили резервуары геометрической емкостью 5м³. Групповая установка - это установка двух и более подземных резервуаров с редукционными головками для подачи газа в жилые дома. Число резервуаров определяется расчетом.

Резервуары могут размещаться в 1 и 2 ряда. Их объединяют в блоки. Каждый блок имеет свой арматурный узел. Он размещается на фланце головки резервуара и закрывается металлическим кожухом.

В состав резервуарной установки могут входить:

- резервуары с обвязкой трубопроводами по жидкой и паровой фазам;
- запорная арматура;
- регулятор давления;
- предохранительно-запорные и сбросные клапаны;
- манометр;
- устройства для контроля уровня газа в резервуарах.

Арматура и приборы редуционной головки ограждены защитными кожухами из металла, а территория ГРУ - несгораемым ограждением высотой 1.6 м. На ГРУ находятся средства пожаротушения: ящик с песком, лопата, огнетушитель (летом).

Для бесперебойного снабжения населения газом объем резервуаров рассчитывают исходя из двухнедельного запаса газа. Проектирование, строительство и эксплуатация ГРУ производится по СП 62.13330.2011 «Газораспределительные системы», "Правил безопасности в газовом хозяйстве Ростехнадзора СНГ".

Расчетным режимом для проектирования ГРУ является зимний и весенний периоды эксплуатации. В это время резервуары работают в зоне грунта с отрицательными температурами. При отборе газа из резервуара тепло будет поступать в основном из нижних слоев грунта, следовательно, количество тепла, идущего на испарение газа, будет минимальным, как и производительность.

Тепловые потоки, идущие на испарение, изменяются не только в зависимости от времени года, но и в течение суток. Закономерности, влияющие на производительность резервуаров, объемом 5.0 м³ отражены в номограмме для определения их производительности.

Для защиты от коррозии все резервуары должны покрываться битумной изоляцией. Они устанавливаются в котловане на фундаментах. При высоких уровнях грунтовых вод для предохранения резервуаров от всплытия их заанкерывают к фундаменту.

4.1 Расчет резервуаров с естественным испарением

Схема газоснабжения включает в себя источник газоснабжения (резервуарную установку с естественным испарением), трубопроводы обвязки, распределительные газопроводы и запорно-регулирующую арматуру.

Испарение сжиженного газа в резервуарах происходит за счет тепла, поступающего к ним от окружающего грунта.

Производительность резервуаров зависит от фракционного состава газа (содержание пропана), температурных условий, в которых находятся резервуары, и режима наполнения резервуаров газом по мере его расхода.

Надежность и экономичность резервуарных установок в значительной степени зависит от правильности выбора количества резервуаров и точности определения расчетного расхода газа. Требуемое количество резервуаров в установке шт.:

$$N = \frac{V_p}{\vartheta_{рез}}, \quad (35)$$

где $\vartheta_{рез}$ - производительность одного резервуара, м³/ч, определяется по номограмме, для выбранного резервуара объемом 5 м³ $\vartheta_{рез} = 1,9$, м³/ч;

V_p - расчетный расход газа, м³/ч, при максимально суточном потреблении подсчитывается:

$$V_p = \frac{n \cdot K_n \cdot q_{\text{год}} \cdot k_2^H}{Q_H^P \cdot 365}, \quad (36)$$

где n - количество жителей, пользующихся газом от резервуарной установки, для квартала 24 равно 780 человек;

K_n - коэффициент суточной неравномерности потребления газа в течение года, при наличии плит 1,4;

$q_{\text{год}}$ - расход газа в тепловых единицах на одного человека в год, кДж, для приготовления пищи и горячей воды при установке в квартире плиты и водонагревателя норма расхода равна $4600 \cdot 10^3$ кДж,

k_2^H - показатель часового максимума суточного расхода, принимается равным 0,12;

Q_H^P - низшая теплота сгорания газа, кДж/м³

$$V_p = \frac{780 \cdot 1,4 \cdot 4600 \cdot 10^3 \cdot 0,12}{96618 \cdot 365} = 17,09, \text{ м}^3/\text{ч}$$

Требуемое количество резервуаров в установке находим по формуле (35), и составляет оно

$$N = \frac{17,09}{1,9} = 8,99 \approx 9, \text{ резервуаров.}$$

При грунтовом расположении резервуаров на расстоянии друг от друга, равном диаметру резервуара, происходит тепловое взаимодействие между ними. В результате грунт между ними охлаждается, и производительность каждого резервуара в групповой установке уменьшается.

Поэтому производительность группы резервуаров не равна сумме производительностей такого же количества отдельно стоящих резервуаров, а зависит от расстояния между ними и их взаимного расположения. Все эти

факторы учитываются коэффициентом $m = 0,84$.

Производительность групповой установки с учетом влияния резервуаров $\text{м}^3/\text{ч}$, рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{уст}} = N \cdot \vartheta_{\text{рез}} \cdot m, \quad (37)$$

где m – коэффициент, равный 0,84.

Производительность групповой установки с учетом взаимного влияния резервуаров составляет

$$V_{\text{уст}} = 9 \cdot 1,9 \cdot 0,84 = 14,3 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Следовательно, 9 резервуаров не обеспечат расчетной производительности. Следует установить 12 резервуаров.

Для обеспечения бесперебойности снабжения запас газа в резервуарах установки должен быть не менее чем на 2 недели.

Поэтому следует проверить запас газа (м^3), находящейся в резервуарах установки:

$$V_{\text{зап}} = N \cdot V_{\text{геом}} \cdot h \cdot \vartheta_{\text{сж}}, \quad (38)$$

где $V_{\text{геом}}$ – геометрическая емкость резервуара, 5 м^3 ;

h – количество газа, которое может быть отобрано из резервуара между очередными заправками, $h = 0,55$;

$\vartheta_{\text{сж}}$ – объем паров, образующихся при испарении 1 м^3 сжиженного газа.

При испарении 1 м^3 жидкого пропана образуется 269 м^3 пара, а при испарении 1 м^3 бутана – 235 м^3 пара.

Определяется объем паров, м^3 , по формуле

$$G_{\text{сж}} = 269 \cdot k_{\text{пр}} + 235 \cdot k_{\text{бут}}, \quad (39)$$

где $k_{\text{пр}}, k_{\text{бут}}$ – доли пропана и бутана в составе газа.

Объем паров составляет

$$G_{\text{сж}} = 269 \cdot 0,80 + 235 \cdot 0,20 = 262,2 \text{ м}^3.$$

Запас газа, находящийся в резервуарах установки, определяется по формуле (38) и составляет

$$V_{\text{зан}} = 12 \cdot 5 \cdot 0,55 \cdot 262,2 = 7555,35 \text{ м}^3.$$

Среднесуточный расход газа, $\text{м}^3/\text{сут}$, определяется по формуле

$$V_{\text{сут}} = \frac{n \cdot g_{\text{зод}} \cdot K_n}{Q_n^p \cdot 365}, \quad (40)$$

Среднесуточный расход газа, $\text{м}^3/\text{сут}$, составляет:

$$V_{\text{сут}} = \frac{810 \cdot 1,4 \cdot 2800 \cdot 10^3}{95433 \cdot 365} = 142,44 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Число суток между очередными заправками резервуаров установки определяется по формуле:

$$Z = \frac{V_{\text{зан}}}{V_{\text{сут}}}, \quad (41)$$

$$Z = \frac{7555,35}{142,44} = 53 \text{ сут}.$$

Таким образом, для газоснабжения квартала потребуется резервуарная установка из 12 резервуаров емкостью 5 м^3 .

4.2 Расчет резервуарной установки с искусственным испарением

Схема газоснабжения жилого района включает в себя источник газоснабжения, трубопроводы обвязки, распределительные газопроводы и запорно-регулирующую арматуру.

Резервуарные установки сжиженного газа могут оборудоваться емкостями, проточными и комбинированными испарителями.

Количество и требуемую производительность испарителя необходимо определить исходя из расчетного расхода газа (кг/ч).

$$G = \frac{n \cdot k_n \cdot q_{\text{год}} \cdot k_2}{Q_n^p \cdot 365}, \quad (42)$$

где n - количество жителей, пользующихся газом от резервуарной установки, для рассматриваемого квартала 24 равно 780 человек;

k_n - коэффициент суточной неравномерности потребления газа в течении года, при наличии плит принимается равным 1,4;

$q_{\text{год}}$ - расход газа в тепловых единицах на одного человека в год, кДж, для приготовления пищи при наличии в квартире горячего водоснабжения норма расхода равна $4600 \cdot 10^3$ кДж;

k_2 - показатель часового максимума суточного расхода, принимается равным 0,12;

Q_n^p - низшая массовая теплота сгорания, кДж/кг.

$$G = \frac{780 \cdot 4600 \cdot 1000 \cdot 1,4 \cdot 0,12}{46506 \cdot 365} = 35,51 \text{ кг/ч}$$

Требуемое количество испарителей:

$$N_u = \frac{G}{G_u}, \quad (43)$$

где G_u - паспортная производительность одного испарителя, выбранного по технико-экономическим показателям. Принимаем форсуночный испаритель с $G_u = 60$ кг/ч.

$$N_u = \frac{35,51}{60} = 0,6 \approx 1, \text{ шт.}$$

Форсуночный испаритель представляет собой теплообменный аппарат “труба в трубе”. Во внутренней трубе идет интенсивное испарение сжиженного газа, куда он попадает в распыленном состоянии. Для этой цели сжиженный газ подводится и разбивается 3 форсунками – крайней диаметром по 25мм и средней сжижением 6мм. Для управления форсунками установлены запорные условные вентили.

Для защиты испарителя при повышении давления сверх допустимого со стороны выхода испарившегося сжиженного газа установлен предохранительный клапан.

Преимуществами форсуночных испарителей перед другими типами испарителей является:

- простота конструкции, удобное обслуживание и регулирование испарительной способности, малая масса и небольшие размеры.
- К недостаткам относят:
- отсутствие естественной автоматизации процесса испарения.

Количество резервуаров, необходимое для снабжения газом потребителей, определяется исходя из расчетного суточного расхода и принятого запаса:

$$N = \frac{Z \cdot G_{\text{сут}}}{V_{\text{рез}} \cdot \rho_{\text{ж}}}, \quad (44)$$

где Z - число суток между очередными заправками, 20-30 суток;

$V_{рез}$ - полезная емкость одного резервуара, 5 м³;

$\rho_{ж}$ - плотность жидкой фазы, кг/м³.

$$N = \frac{20 \cdot 296}{5 \cdot 587,2} = 2 \text{ шт.}$$

Среднесуточный расход газа, кг/сут, определяется по формуле:

$$G_{сут} = \frac{n \cdot k_n \cdot q_{год}}{Q_n^p \cdot 365}, \quad (45)$$

Среднесуточный расход газа составляет

$$G_{сут} = \frac{780 \cdot 1,4 \cdot 4600 \cdot 10^3}{46506 \cdot 365} = 296, \text{ кг/сут}$$

Таким образом, для газоснабжения квартир потребуется резервуарная установка из 2-х резервуаров емкостью 5 м³ и 1-го форсуночного испарителя.

Регазификатор электрический подземный РЭП-5.ОА разработан Гипрониигазом. Он состоит из резервуара вместимостью 5м, трубчатого электронагревателя и электрооборудования с автоматикой безопасности (взрывозащищенная коробка, температурное реле, электроконтактный манометр и электрошкаф с пусковой и регулирующей аппаратурой).

Применение установки с электрическим регазификатором допускается только для газоснабжений жилого фонда в случае отсутствия централизованных источников теплоснабжения при согласовании с районными энергетическими управлениями Минэнерго СНГ.

Положительными сторонами указанного регазификатора, по сравнению с выносными испарителями, являются: меньший объем монтажных работ, меньшее число контрольно-измерительных приборов, а также отсутствие

необходимости в автоматической защите расходных трубопроводов от попадания в них жидкой фазы.

Основными недостатками этих регазификаторов являются: фракционный характер испарения смеси сжиженных газов, присущий обычным групповым резервуарным установкам с естественным испарением; сравнительно низкая единичная испарительная способность по паровой фазе; потребность в дополнительном резервуаре с глухим фланцем для монтажа регазификатора при наличии только двух резервуаров или необходимости установки за счет оснащения ее несколькими регазификаторами; большой удельный расход металла, составляющий 150-200 кг на 1 м/ч.

5 Расчет горелочных устройств

Процесс смешивания воздуха с горючим и сжигание смеси происходит в специальном устройстве – горелке. С ее помощью горение топлива происходит бесперебойно и стабильно. Модельный ряд котельного оборудования достаточно большой. Он включает в себя горелки различных типов. Рассмотрим инжекторные газовые горелки, которые работают по следующему принципу:

- воздух, необходимый для горения, засасывается вместе со струей газа (инжектируется),
- их смешивание происходит уже внутри самой горелки.

При этом различают горелки полного и частичного смешения в зависимости от количества воздуха, необходимого для горения, одно- или многофакельные, одно- или многосопловые, имеющие центральное размещение сопла или периферийное.

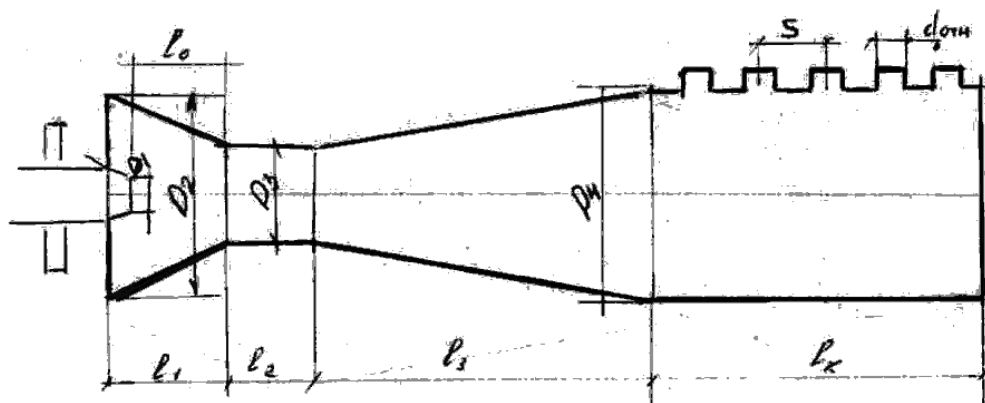


Рисунок 3 - Схема горелки низкого давления

- 1 D_1 – сопло;
- 2 D_2 – конфузор;
- 3 D_3 – смеситель;
- 4 D_4 – диффузор;
- 5 L_K - длина горелочного коллектора.

Исходные данные для определения размеров инжекционной горелки среднего давления с огнеупорным туннелем.

- Номинальный расход газа $V_z = 5,5 \text{ м}^3/\text{час}$;
- Давление газа перед соплом $P = 150 \text{ мм.вод.ст}$;
- Средняя скорость истечения газа из сопла: $w = \varphi \sqrt{\frac{2g\Delta p}{\rho_r}}$, м/с;
- где φ - коэффициент истечения равный 0,8.

$$1. \quad W = \varphi \sqrt{\frac{2g\Delta p}{\rho_r}}, \quad (46)$$

$$W = 0,8 \sqrt{\frac{2 \cdot 9,81 \cdot 150}{2,12}} = 28,8 \text{ м/с}$$

- 2. Диаметр проходного отверстия сопла, для односопловой горелки.

$$D_1 = 0,0188 \sqrt{v_r / w_r}, \quad (47)$$

$$D_1 = 0,0188\sqrt{5,5/28,8} = 0,0084 \text{ м.}$$

$$\rho_1 = \rho_0 \cdot \left(273 \cdot (P_{\text{бар}} + P_{\text{изб}}) \right) / \left((273 + t_1) \cdot 760 \right), \text{кг/м}^3, \quad (48)$$

$$\rho_1 = 2,16 \cdot (273 \cdot (750 + 150)) / ((273 + 10) \cdot 760) = 2,47, \text{кг/м}^3$$

$$3. \quad U = (0,5 - 0,7) L_m, \quad (49)$$

$$L_m = 1,13 \cdot Q_p^H / 1000 \cdot 4,19, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (50)$$

$$L_m = 1,13 \cdot 46506 / 1000 \cdot 4,19 = 12,5, \text{ м}^3/\text{ч},$$

$$U = 0,6 \cdot 12,5 = 7,5.$$

4. Диаметр входного сечения конфузора.

$$D_2 = (1,5 - 2) \cdot D_3, \text{ мм} \quad (51)$$

$$D_2 = 1,5 \cdot 6,5 = 9,75, \text{ мм}$$

5. Диаметр горловины инжектора.

$$D_3 = D_1 \cdot \sqrt{(1 + U) \cdot (1 + U \cdot \rho_B / \rho_T) \cdot (1 + \varphi / 2)}, \text{ мм} \quad (52)$$

$$D_3 = 0,84 \cdot \sqrt{(1 + 7,5) \cdot (1 + 7,5 \cdot 1,293 / 2,122) \cdot (1 + 0,8 / 2)} = 6,5, \text{ мм}$$

6. Диаметр входного сечения диффузора.

$$D_4 = (2,0 - 2,2) D_3, \text{ мм}, \quad (53)$$

$$D_4 = 2,2 \cdot 6,5 = 14,3, \text{ мм}$$

7. Длина конфузора.

$$L_I = (1,5 - 2) D_3, \text{ мм} \quad (54)$$

$$L_I = 2 \cdot 6,5 = 13, \text{ мм}$$

8. Длина горловины инжектора.

$$L_2 = (1,0 - 1,5) D_3, \text{ мм}, \quad (55)$$

$$L_2 = 1,5 \cdot 6,5 = 9,75, \text{ мм}$$

9. Длина диффузора.

$$L_3 = D_4 - D_3 / 2 \operatorname{tg}(\beta/2), \text{ мм}, \quad (56)$$

$$L_3 = 14,3 - 6,5 / 2 \operatorname{tg}(5/2) = 97,5, \text{ мм}$$

β - угол раскрытия диффузора, принимается в пределах 4-7.

10. Площадь огневых отверстий горелки.

$$f_{огн} = V_z (1+U) / 3600 \cdot W_{огн}, \text{ м}^2, \quad (57)$$

$$f_{огн} = 5,5 \cdot (1+7,4) / 3600 \cdot 2,9 = 0,004, \text{ м}^2$$

$W_{огн}$ – скорость газозооушной смеси в огневых отверстиях

11. Число отверстий.

$$N = f_{огн} \cdot 4/3,14 \cdot d_{огн}^2, \quad (58)$$

$$N = 0,004 \cdot 4/3,14 \cdot 0,006^2 = 142 \text{ отв.}$$

Шаг огневых отверстий:

$$S = (3 - 4) d_{огн}, \quad (59)$$

$$S = 3 \cdot 6 = 18, \text{ мм}$$

12. Высота внутреннего конуса пламени.

$$H_{внутр} = K \cdot R \cdot d_{огн}^2 / 1000, \text{ мм}, \quad (60)$$

$$H_{внутр} = 1,74 \cdot 1308 \cdot 6^2 / 1000 = 81,9, \text{ мм}$$

$$R = V_c \cdot Q_p / n_{огн} \cdot 0,785 \cdot d_{огн}^2, \text{ ккал/см}^2, \quad (61)$$

$$R = 5,5 \cdot 96618 / 142 \cdot 0,785 \cdot 0,06^2 = 1308, \text{ ккал/см}^2$$

13. Высота внешнего конуса пламени.

$$H_{внеш} = c \cdot R \cdot \sqrt{d_{огн}^3 / 1000}, \text{ мм}, \quad (62)$$

$$H_{внеш} = 5,85 \cdot 1308 \cdot \sqrt{6^3 / 1000} = 112,5, \text{ мм.}$$

6 Расчет внутрикотельного газопровода

Расчетный перепад давления $\Delta P = 250$ кПа

Разбиваем газопровод на участки, определяем расчетные расходы длины участков, среднее падение давления. По расчетным расходам и удельному среднему давлению, подбираем диаметры газопровода и действительное удельное давление.

Потери давления в местных сопротивлениях принимаем в отношении 10% к потерям давления по длине.

Расчетная длина:

$$L_p = 1,1 \cdot L, \quad (63)$$

Диаметр определяем по номограмме для определения потерь давления в газопроводах низкого давления, причем диаметр зависит от расчетного расхода газа и средней удельной потере давления, которая находится:

$$\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_{cp} = \frac{250}{\Sigma L_p}, \quad (64)$$

Средняя удельная потеря давления составляет

$$\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_{cp} = 6,68 \text{ Па/м.}$$

Расчет сводим в таблицу 7.

Таблица 7 - Гидравлический расчет внутри котельного газопровода

№ участка	Расчетный расход газа $Q_p, \text{ м}^3/\text{ч}$	Длина участка $L, \text{ м}$	Расчетная длина $L_p, \text{ м}$	Диаметр газопровода $d, \text{ мм}$	Средняя удельная потеря давления $(\Delta P/l)_{cp}$ Па/м	Потери давления $\Delta P,$ Па	Конечное давление на участке, Па
0-1	10,45	4	10,85	133x4	1200	39	1161
1-2	9,2	30	4,5	89x3,5	1161	11	1150
2-3	9,2		2	57x3	1150	106	1044
Σ			17,35			156	

Расчет выполнен, т.к. $156 < 250 \text{ Па}$.

6.1 Устройство и принцип работы котла Mighty Therm

Газовый котел “Майти Терм” (Mighty Therm) фирмы “Laars Heating Systems” (США) предназначен для автономного отопления и горячего водоснабжения и отличается повышенной надежностью, компактностью и простотой эксплуатации

Сегодня промышленные газовые водогрейные котлы применяются в тепловых системах коммунально-бытовых, производственных или административных объектов, а также для обеспечения теплом и горячей водой жилых домов.

Для этого часто используется компактный водогрейный газовый котёл. В зависимости от площади отапливаемых помещений и их размеров модульная котельная установка оборудуется разным числом котлов. Преимуществом газовых котлов является то, что они работают на наиболее дешёвом топливе. Независимо от конструктивных особенностей, они представляют собою приборы устроенные по общей принципиальной схеме.

Промышленные газовые водогрейные котлы разделяют по мощности, габаритам, КПД. Они могут обеспечивать отопление (одноконтурные котлы), или отопление и горячее водоснабжение (двухконтурные котлы). Продукты сгорания в газовых котлах удаляются либо за счёт естественной тяги, либо за счёт принудительной. Преимущество последних типов котлов состоит в том, что не требуется подачи в здание дополнительного воздуха с улицы – они не сжигают кислород в помещении, так как оборудованы закрытой камерой сгорания.

Современный водогрейный газовый котёл комплектуется термостатом, предохраняющим от перегрева воды, предохранительным клапаном, защитой от замерзания, системой контроля пламени. Ведущие производители обязательно оборудуют котлы такими устройствами. Поэтому их продукцию отличает безопасность в эксплуатации и эффективность.

Отличительные особенности:

- надежная работа на природном газе и на сжиженном пропане (макс. давление газа – 3,2 кПа, мин. – 1,2 кПа),
- одно- и двухступенчатый режим работы,
- высокая эффективность работы (КПД не ниже 92%) на всех режимах горения,
- температура воды на выходе котла - от 50°C до 105°C,
- минимальная температура воды на вводе в котёл - 49°C,
- максимальное повышение температуры воды при однократной циркуляции через теплообменник – не более 22°C,
- максимальное давление воды в котле - 1,1 Мпа,
- надежная работа в интервале температур окружающей среды от 4°C до +60°C,
- надежная работа на любой воде (допустимая жесткость до 6 мг кв/л),
- удобная модульная система с отдельными блоками подачи газа и горения,
- электронный контроль пламени горелок,
- возможность работы с гликолевыми смесями при низких температурах,
- встроенный на заводе насос (опционально),
- возможность подсоединения трубопроводов воды слева или справа,
- удобные передние панели с индикаторами состояния, мощности, нагрева, работы насоса, системы розжига, положения клапанов и систем блокировки.

Стандартная комплектация:

- выдвижной блок горелок из нержавеющей стали, установленный на заводе,
- аварийный выключатель отсутствия потока воды,
- аварийный выключатель минимального расхода воды,
- термометр/манометр,

- реле максимальной температуры воды (автоматическое или с ручной переустановкой),
- блок электронного искрового зажигания,
- блок автоматики управления работы котла,
- электрический/механический термостат,
- эмалированные/бронзовые коллекторы теплообменника,
- предохранительный клапан превышения номинальной мощности горелок,
- автоматический двухпозиционный/двухступенчатый газовый клапан,
- тягопрерыватель с реле отсутствия тяги,
- рама и облицовочные панели из оцинкованной стали с наружным акриловым покрытием,
- топочная камера изолированная фирменным легким литым огнеупором с рабочей температурой до 1100°C.

Всё оборудование сертифицировано Госстандартом, и разрешено к применению на территории России и Таможенного Союза. Производство котлов сертифицировано на соответствие стандарту ISO9002. На котлы “Майти Терм” действует ограниченная десятилетняя гарантия. Небольшие размеры и вес, отсутствие шума и вибраций, высочайшая надежность делают котлы “Майти Терм” идеальными для размещения в подвалах и на крышах зданий, а так же в блочно-модульных (БМК) газовых котельных .

6.2 Расчет ГРУ для котельной

Количество резервуаров необходимое для газоснабжения котельной, определяется исходя из расчетного суточного расхода, кг/ч:

$$G_{\text{сут}} = G \cdot \rho, \quad (65)$$

где G – расчетный расход газа, м³/ч

ρ – плотность газа в пересчете с природного на сжиженный, кг/м³

$$G_{\text{сут}} = 9,2 \cdot 2,126 = 19,56 \text{ кг/ч};$$

Количество резервуаров:

$$N = \frac{z \cdot G_{\text{сут}}}{V_{\text{рез}} \cdot \rho_{\text{ж}}} \quad (66)$$

где z – число суток между очередными заправками резервуара газом;

$V_{\text{рез}}$ – объем резервуара;

$\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкой фазы газа;

$$N = \frac{10 \cdot 20}{5 \cdot 587,25} = 3 \text{ шт.}$$

По производительности котельной выбираем тип испарителя – змеевиковый, производительностью 100 кг/ч, тогда:

$$N_u = 42,52 / 100 = 0,43 \quad (67)$$

К установке принимаем 1 змеевиковый испаритель.

7 Технология монтажных и заготовительных работ

7.1 Монтаж систем внутреннего газоснабжения

Материалы, применяемые для газопроводов и газовые приборы- трубы стальные бесшовные ГОСТ 32.62.75.

Трубы соединяют на сварке. Резьбовые соединения применяют для установки запорной арматуры и газовых плит. Разъемные соединения газопроводов должны быть доступны для осмотра и ремонта. Соединительные части применяют из ковкого чугуна и спокойной стали.

Для уплотнения резьбовых соединений применяют льняную прядь, пропитанную свинцовыми белилами (суриком), или уплотняют лентой фум.

При сварке применяют электроды. Для сжиженных углеводородных газов применяют специальную арматуру.

Краны должны иметь риску, указывающую направление газа, которые устанавливаются таким образом, чтобы ось пробки крана была параллельна стене.

7.1.1 Подготовительные работы

К началу монтажа работ по внутреннему газооборудованию должны быть выполнены работы по устройству: междуэтажных перекрытий, стен и перегородок, на которые будут устанавливаться газовое оборудование и приборы, а так же монтироваться газопроводы и арматура; отверстий для прокладки газопроводов в фундаментах, перекрытиях, стенах и перегородках; каналов и борозд для газопроводов; чистых полов или фундаментов под газовое оборудование и приборы.

Должны быть выполнены: штукатурка стен в помещениях кухонь и ванн, в которых предусмотрена установка газового оборудования; облицовка стен, около которых устанавливаются газовые приборы и монтируются газопроводы; окраска полов в местах установки газовых приборов. Помещения кухонь должны быть оснащены форточками. После приемки составляем акт о приемке объекта под монтаж.

7.1.2 Монтажные работы

Прокладку газопроводов внутри зданий следует предусматривать открытой. Сварные и разъемные соединения нельзя заделывать в стены или перекрытия. Вертикальные газопроводы в местах пересечения строительных конструкций следует прокладывать в футлярах. Пространство между газопроводом и футляром необходимо заделывать просмоленной паклей. Конец футляра должен выступать под полом не менее чем на 3 см. Участки, про-

ложенные в футлярах или гильзах не должны иметь стыков, расстояние от сварного шва до футляра 100м. Участки цеховых газопроводов прокладывают в подпольных каналах, которые не должны иметь разъемных соединений. При разметке опор нужно учитывать необходимость крепления труб в местах арматуры, поворотов. Краны на вертикальных и горизонтальных газопроводах следует размещать так, чтобы пробка была параллельна стене. Стояки газопровода устанавливают вертикально с допустимым отклонением 2мм на 1м высоты. Для установки арматуры и оборудования необходимо применение сгонов. Расстояние от стенки до трубы в свету должно быть не менее радиуса трубы.

Запорную арматуру до установки ревизируют, удаляют смазку и проверяют сальники, прокладки на герметичность.

Ввод газопровода в зданиях, располагают в нежилых, доступных для осмотра помещениях (лестничная клетка).

Внутренние газопроводы, в том числе прокладываемые в каналах, следует окрашивать. Для окраски следует применять водостойкие лакокрасочные материалы.

7.1.3 Испытание внутреннего газопровода

Смонтированные газопроводы испытывают на прочность и плотность представители монтажной организации. Причем на плотность в присутствии представителя-заказчика и эксплуатационной организации. При пневматическом испытании $P=0,01$ МПа применяют жидкостные V-образные манометры. При большем давлении можно использовать V-образные ртутные и пружинные манометры. Испытания проводят при отключенном оборудовании. В жилых зданиях газопровод низкого давления испытывают воздухом на прочность $P=0.01$ МПа. При снабжении сжиженным газом испытательное давление равно 5 кПа с подключенными приборами. Газопровод считают выдержавший испытание на плотность, если падение давления в нем в

течении 5 мин не превышает 200 Па. Испытание внутренних газопроводов на плотность проводят после выравнивания температуры внутри газопровода и окружающей среды.

Пуск газа в газовую сеть осуществляется эксплуатирующей организацией в присутствии представителя монтажной организации.

Приемка системы в эксплуатацию оформляется актом.

7.2 Монтаж подземного газопровода

7.2.1. Подготовительные работы

Прежде всего, строительная организация должна получить разрешение на право проведения земляных работ на территории города. Разрешение выдается из организации с указанием имени ответственного за производство работ.

Кроме того, организация, производящая земляные работы, получает письменное уведомление на производство земляных работ от всех организаций, прокладывающих подземные коммуникации.

Вскрытие инженерных коммуникаций, пересекаемых трубопроводами, должно производиться в присутствии представителей заинтересованных организаций. При этом должны приниматься меры к предохранению вскрытых коммуникаций от повреждений.

Для получения допуска необходимо указать срок строительства, мероприятия по благоустройству территории строительства и восстановлению дорожных покрытий.

Разбивка трассы газопровода

До начала строительства газопровода заказчиком с участием эксплуатационных организаций должна быть разбита трасса, при этом:

- нивелирование постоянных реперов должно производиться с точностью, предусмотренной главой СНиП III-29-04 по геодезическим работам в строительстве;

- вдоль трассы установлены временные реперы, связанные нивелировочными ходами с постоянным;
- разбивочные оси и углы поворота трассы должны быть закреплены на местности.

В проекте на строительство газопровода привязка оси делается от красных линий застройки. Ось закрепляется через 100-150 метров металлическим штырем. За состояние разбивки трассы несет ответственность монтажная организация.

Завоз труб, материалов, оборудования

Трубы, запорную арматуру поставляют на автомобиле ЗИЛ 130-76 с ЦЗМ или заводов согласно составленным заявок по спецификациям. Трубы, арматура, сварочные и изоляционные материалы, применяемые для строительства систем газоснабжения, должны иметь сертификаты заводов-изготовителей, подтверждающие соответствие требованиям государственных стандартов или технических условий.

При погрузке, перевозке и выгрузке труб, сваренных секций газопровода, фасонных частей, монтажных узлов и запорной арматуры должна быть обеспечена их сохранность. Сбрасывание труб, секций, фасонных частей, арматуры и монтажных узлов с транспортных средств запрещается.

На оборудования должны иметься технические паспорта заводов-изготовителей и, как правило, инструкции по его монтажу и эксплуатации. Технические паспорта должны иметься также на изолированные трубы, конденсатосборники, гнутые колена и другую продукцию. Трубы на трассу поставляют с неизолированными концами для сварки на бровку траншеи. Их раскладывают по трассе по схеме ППР.

7.2.2. Земляные работы

Земляные работы по рытью траншей и котлованов должны производиться после разбивки трассы газопроводов. Должны быть определены границы

разработки траншей или котлованов с установкой указателей о наличии на данном участке трассы подземных коммуникаций.

Рытье траншей должно выполняться в общем потоке с другими работами по перекладке газопровода.

Приямки для сварки неповоротных стыков, также котлованы для установки конденсатосборников и других устройств на газопроводе должны отрываться непосредственно перед выполнением этих работ.

Рытье траншей производится экскаватором ЕК-12-10 с обратной лопатой. После рытья траншей следует ручная зачистка стенок и дна траншей, затем грунт отсыпают в отвал с одной стороны. Лишний грунт вывозится самосвалом МАЗ-503. Через каждые 100-150 метров устанавливают пешеходные мостики.

7.2.3. Сборка и сварка труб в звенья

Перед сборкой под сваркой стальных труб необходимо:

- очистить их внутреннюю полость от возможных засорений - (грунта, льда, снега, воды, строительного мусора, отдельных предметов и др.);
- проверить геометрические размеры разделки кромок, выправить плавные вмятины на концах труб глубиной до 3.5% наружного диаметра трубы;
- очистить до чистого металла кромки и прилегающие к ним внутреннюю и наружную поверхности труб.

7.3 Монтаж трубопроводов

Перед монтажом и укладкой должна быть подготовлена постель под газопровод и проверен уклон дна траншей. Газопровод плетями укладывают на петли и при помощи двух автокранов КС-1562А опускают в траншею, укладывая плетью по оси. В траншеях, в местах сварки звеньев между собой, отрывают приямки для работы сварщиков. При монтаже газопровода должен

быть постоянный пооперационный контроль со стороны заказчика. Сварщики на монтаже должны иметь допуск и личное клеймо.

Проводится гаммография 5% поворотных стыков и неповоротных стыков. На стыках ГРУ производится 100% просветка.

7.4 Предварительное испытание газопровода

Для очистки внутренней поверхности труб от грязи, влаги применяют пневматическую очистку. Затем производят испытание газопровода на прочность давлением 3 кгс/см^2 в течение 1 часа, затем давление снижают до 1 кгс/см^2 и выдерживают в течение суток- испытание на плотность. Под этим давлением осматривают сварные стыки и арматуру, устраняют утечки. После испытания приступают к изоляции стыков.

7.5 Монтаж резервуаров

Перед монтажом резервуаров должен быть открыт котлован до проектной отметки, защищено и спланировано дно котлована.

Основание котлована перед устройством фундаментов резервуаров уплотняется втрамбовыванием щебня. Устанавливают фундаменты с соблюдением условия, чтобы при установке уклон был 0.02 в сторону горловины. Резервуары устанавливают на фундамент при помощи автокрана типа КС-1562А. После установки производят обвязку резервуаров трубопроводами $d=50 \text{ мм}$.

При двух подземных резервуарах каждый из них оборудуется специальной редукционной головкой, размещенной на фланце головке резервуара, выходящей на поверхность земли. Резервуары соединены между собой только трубопроводами паровой фазы; они могут работать по выдаче газа как отдельно, так и совместно. В редукционной головке вырезается место для монтажа испарителя. Прокладывают контур заземления (на расстоянии 1 м от

резервуаров) и соединяют на сварке с опорами резервуаров. Величина сопротивления контура не более 10 см.

Монтажные конструкции, изделия и детали должны поступать на монтажную площадку в готовом виде.

Все такелажные операции: разгрузка, погрузка и перемещение оборудования или его отделочных устройств, узлов в монтажной зоне, а также подъем и установка в проектное положение при монтаже, надлежит производить так, чтобы была обеспечена полная сохранность оборудования.

Групповые установки сжиженного газа после окончания их строительства должны быть испытаны и приняты комиссией, назначенной заказчиком в составе его представителей, а также представителей строительно-монтажной организацией треста.

Резервуары групповых установок совместно с их обвязкой испытываются на плотность воздухом, на максимальное рабочее давление 10 кг/см^2 при закрытой обвязке арматуры с проверкой всех соединений мыльной эмульсией.

Испытание резервуаров на плотность воздухом допускается после гидравлического испытания их.

При производстве земляных работ необходимо обеспечить защиту котлована от атмосферных вод и промерзания дна котлована. Для отвода атмосферных вод с поверхности обсыпки предусмотрена призма из песчаного грунта $h = 0.3 \text{ м}$ с последующей одерновкой ее поверхности и откосов.

Для удобства обслуживания оборудования предусмотрена асфальтовая дорожка шириной 1 м. За условную отметку 0.000 принята отметка обсыпки резервуаров, соответствующая абсолютной отметке. По всему периметру групповая установка резервуаров ограждается оградой из металлической сетки по железобетонным столбам высотой 1.6 м по серии 3.017-1.

Столбы ограды устанавливаются в предельно пробуренные скважины с последующей заливкой бетона марки 100. Угловые столбы ограды устанавливаются на фундаменты.

При привязке проекта необходимо откорректировать глубину заложения фундаментов резервуаров с учетом местных гидрогеологических условий.

7.6. Изоляция газопровода

Изоляция предназначена для защиты газопровода от почвенной коррозии. Перед изоляцией стыки очищают до металлического блеска. Для изоляции применить битумно-резиновую весьма усиленную изоляцию при толщине слоя 9мм. Битумное изоляционное покрытие наносят на трубу механическим способом и вручную. Сначала наносят грунтовку и покрывают трубы ровным слоем, а затем слой битумной мастики. Для повышения надежности покрытия слои битумной мастики армируют оберткой рулонными материалами. Для предохранения покрытия (при внешней высокой температуре окружающего воздуха) от стекания битума в момент его нанесения в полевых условиях, а так же от внешних механических повреждений, последний слой битумного покрытия обертывают крафт-бумагой. Применение весьма усиленной изоляции обосновывается тем, что грунты городские, засоренные сточными водами, имеющие разнородную структуру и включения различных предметов, являются коррозионно-активными.

7.7 Благоустройство трассы

После окончания испытаний стыки газопровода присыпают вручную и делают присыпку газопровода мягким грунтом на высоту 10 см от верха трубы. Остальная засыпка производится бульдозером марки Д-492А с последующим уплотнением грунта катками марки ДУ-8В. Восстанавливают растительный слой.

Вся работа по монтажу газопровода и резервуарных установок должна выполняться в строгом соответствии с технологическими инструкциями и

правилами безопасности в газовом хозяйстве Госгортехнадзора и СНиП 02. 04-96 "Газоснабжение".

7.8 Окончательное испытание газопроводов

Испытания на прочность и плотность газопровода должны производиться строительно-монтажной организацией в присутствии представителей заказчика и предприятия газового хозяйства, о чем делаются соответствующие записи в строительных паспортах объектов.

Газопроводы и газовое оборудование перед сдачей в эксплуатацию испытывают, используя пружинные и водяные V-образные манометры. Газопроводы давлением 0,1 МПа испытывают V-образными жидкостными манометрами. Свыше 0,1 МПа – пружинными, типа ОБМ класса 1,5. Испытания производят в соответствии с ГОСТ Ш-29-76 "Правила производства и приемке работ".

7.9 Определение объема земляных работ

Объем траншеи для укладки газопровода

Глубину траншеи определяем из условия, что газопровод групповых установок сжиженного газа укладывают на глубину не выше осевой линии резервуара с учетом уклона в сторону групповой установки 0.002. Трассу дворового газопровода разбиваем на 3 участка.

Ширину траншеи принимаем равной 0,5 м, крутизну естественного откоса 1:0,5. Расчет производим по Формуле Винклера:

$$V = \left[\frac{F_1 + F_2}{2} - \frac{m(H_1 - H_2)^2}{b} \right] \ell, \quad (68)$$

где H_1 и H_2 – глубина участка траншеи в сечениях F_1 и F_2 ,

m – крутизна естественного откоса,

l – длина траншеи.

Объем земельных работ на вводах $1,38 \cdot 2 \cdot 12 = 33 \text{ м}^3$

Объем котлована для установки ГРУ

Объема котлована определяем по формуле Мурзо:

$$V = \frac{h_{cp}}{6} [(2a + a_1)b + (2a_1 + a)b_1], \quad (69)$$

$$V = \frac{2,69}{6} [(2 \cdot 6,5 + 4,4) \cdot 9 + (2 \cdot 4,4 + 6,5)6,4] = 114 \text{ м}^3$$

Схема котлована показана на рисунке 8.1.

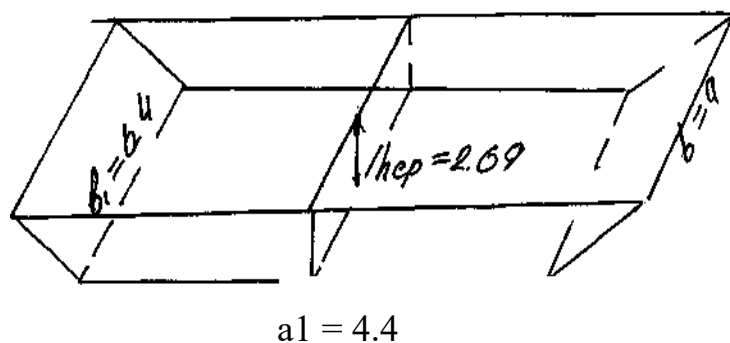


Рисунок 8.1 – Схема котлована

Обратная засыпка котлована складывается из объема, вытесняемого фундаментом, резервуарами, трубопроводами обвязки и плюс объем насыпи над групповой установкой.

Объем насыпи: $8 \cdot 7 \cdot 0,3 = 16,8 \text{ м}^3$

Объем резервуаров: $5,16 \cdot 6 = 30,96 \text{ м}^3$

Объем трубопроводов: $3,14 \cdot 0,057 \cdot 8 = 0,1 \text{ м}^3$

Объем фундаментов: $0,5 \cdot 0,5 \cdot 2,5 \cdot 4 = 2,5 \text{ м}^3$

$V_{кот.} = 114 - 2,5 - 0,1 - 10,3 + 16,8 = 118 \text{ м}^3$, т.е. необходимо довозить грунт в количестве 4 м^3 .

Количество грунта для устройства основания газопровода:

$$V_{осн.} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 215 = 10,8 \text{ м}^3.$$

При отрыве траншеи следует производить срезку растительного грунта:

$$V_{срез}^{Tp} = F_{ср} \cdot l, \text{ м}^3 \quad (70)$$

где $F_{ср}$ – площадь срезки, м^2

$$V_{срез}^{Tp} = 477 \cdot 0,2 = 95,4, \text{ м}^3$$

Объем грунта разрабатываемого экскаватором:

$$V_3 = V^T - (V_p^T + V_{ср}^T) = 431 - (10,8 + 95,4) = 324,8 \text{ м}^3, \quad (71)$$

Объем грунта засыпаемого вручную:

$$V_{p.з.} = V_0 - V_B = 391 - 377 = 14 \text{ м}^3, \quad (72)$$

Объем грунта засыпаемого бульдозером:

$$V_B = (B_{pz} + H_B : m) H_B \cdot \ell / K_{кр} = 377 \text{ м}^3 \quad (73)$$

Общий объем грунта по выемке в траншее:

$$V_2 = 398 + 33 = 431 \text{ м}^3$$

Общий объем грунта, подлежащего выемке:

$$V_2 = 431 + 114 = 545 \text{ м}^3$$

Объем грунта обратной засыпки

Объем грунта для обратной засыпки определяют с учетом коэффициента остаточного разрыхления $K_{op} = 1,06$:

$$V_o = \frac{V - V_{кол} - V_{труб}}{K_{op}}, \quad (74)$$

где V – объем вынутого грунта;

$V_{рез}$ – объем резервуаров с учетом горловины;

$V_{труб}$ – объем грунта, вытесняемого трубопроводами с учетом песчаной подготовки.

Объем грунта, вытесняемого газопроводами:

$$V_{труб} = \pi \cdot r^2 \cdot l, \quad (75)$$

где r – берется с учетом изоляции весьма усиленной 0,009 м

$$V_o = \frac{431 - 14,94 - 10,3 - 0,1}{1,06} = 391 \text{ м}^3.$$

Объем земляных работ для котлована и грунта обратной засыпки подсчитываем по вышеизложенной методике.

Объем срезки растительного слоя $V_{ср} = 12 \text{ м}^3$;

Объем грунта разрабатываемого экскаватором $V_{э} = 99 \text{ м}^3$;

Объем грунта Объем грунта разрабатываемого вручную $V_p = 3 \text{ м}^3$.

Определение размеров забоя

Наибольшая ширина траншеи поверху:

$$B = (0,5/0,5) + 0,5 + 1 = 2,5 \text{ м}.$$

Площадь поперечного сечения – 2,5 м.

При одностороннем отвале площадь поперечного сечения с учетом первоначального расширения $K_{np} = 1,25$ и избыточного грунта в количестве, отвозимого с трассы определяем по формуле

$$F_o = F_p \cdot K_{np} \cdot (l - K_0) = 2,5 \cdot 1,25 (1,7 - 0,1) = 1,72 \text{ м}, \quad (76)$$

Высота отвала:

$$H_o = \sqrt{F_o} = \sqrt{1,72} = 1,3 \text{ м}, \quad (77)$$

Предельная высота выгрузки ковша $H_g = 5,4 \text{ м}$.

Ширину отвала по верху b , найдем из условия:

$$F_o = (b_1 + hm); \quad b_1 = \frac{F_o - h_o^2 n}{h_o} = \frac{1,72 - 1,3^2 \cdot 0,5}{1,3} = 0,45 \text{ , м} \quad (78)$$

т.к. $b_1 < 0,5$, то ширина отвала по низу:

$$B_l = b_1 + 2h_o n = 0,45 + 2 \cdot 1,3 \cdot 0,5 = 2,1 \text{ м}. \quad (79)$$

С учетом правил Т.Б. ширина забоя равна:

$$A_3 = 1,0 + 0,5 \cdot 1,3 = 1,65 \text{ м}$$

Расстояние от оси траншеи до бровки отвала:

$$A_1 = A_3 - hm - \frac{b_o}{2} = 1,65 - 1,3 \cdot 0,5 - 0,5 = 1,1 \text{ м}, \quad (80)$$

Наибольший радиус выгрузки $R_b = 6,8 \text{ м}$.

$R_b > A_1$ – ось проходки намечаем по оси траншеи.

7.10 Выбор комплекта машин и оптимального варианта

Оптимальный вариант комплекта машин выбираем на основании технико-экономической оценки.

Норма производительности экскаватора в смену:

$$П_э = 60t \cdot q \cdot h_y \cdot K_c \cdot K_э; \quad (81)$$

где $t = 8.4$ – число часов работы в смену;

q – емкость ковша, $q = 0,65 \text{ м}^3$;

h – число циклов в смену, 1,85-с погрузкой в самосвал; 2,0 -с погрузкой в отвал;

K_c – коэффициент использования мощности ковша, 0,8;

$K_э$ – коэффициент использования рабочего времени для погрузки в транспорт 0,64;

$$П_э = 60 \cdot 8,4 \cdot 0,65 \cdot 1,85 \cdot 0,8 \cdot 0,64 = 191 \text{ м}^3.$$

Лишний грунт вывозят на самосвалах.

Техническая характеристика экскаватора:

Марка – ЕК-12-10

Двигатель – Д-243

Мощность – 81 кВт

Емкость ковша – 0,65 м³

Ширина ковша – 0,5 м

Ход – гусеничный

Масса – $m = 12,5 \text{ т}$

Скорость передвижения – $V = 20 \text{ км/ч}$

Наибольшая глубина копания – 5,08 м

Наибольшая высота выгрузки – 6,5 м.

Техническая характеристика бульдозера:

Марка – Д-492А

Тип трактора – Т-100М

Ширина отвала – 3,94 м

Высота отвала – 1,1 м

Угол резания – 50-60°

Наибольшее заглубление – 1 м

Подъем отвала – 1,1 м

Масса – 14 т.

Техническая характеристика автокрана:

Расчетный вылет стрелы при монтаже резервуаров ориентировочно равен 10 м.

Марка – КС-1562А

Грузоподъемность:

при наименьшем вылете крюка – 4 т,

при наибольшем вылете крюка – 1,2 т.

Длина основной стрелы – 6 м.

Вылет крюка основной стрелы, м :

наименьший – 3,5 м,

наибольший – 8,5 м.

Высота подъема :

при наименьшем вылете крюка – 6,2 м,

при наибольшем вылете крюка – 3,8 м.

Скорость передвижения – км/ч:

рабочая (с грузом) – 5 км/ч,

транспортная – 75 км/ч.

Мощность двигателя – 77 кВт.

Масса крана в рабочем состоянии – 7,1 т.

Техническая характеристика самосвала МАЗ -503:

Грузоподъемность – 7т

Габариты – 5920х 2500 х2700

Вес в снаряженном состоянии – 6,75 т

Емкость кузова – 4,0 м

Скорость $V_{\max}=80$ км/ч.

С учетом объема грунта вывозимого самосвалом определяем количество грунта, вывозимого в смену:

$$V_{cm} = V_o / T_{cm} \quad (82)$$

$$V_{cm} = 10,8 / 1 = 10,8 \text{ м}^3$$

Объем грунта вывозимого самосвалом за один рейс:

$$V_m = Q_m / n_{об} \quad (83)$$

$$V_m = 7000 / 1750 = 4 \text{ м}^3$$

Количество ковшей в одну смену и машину:

$$N = V_m \cdot q \cdot K_c \quad (84)$$

$$N = 4 \cdot 0,4 \cdot 0,8 = 1,3 \text{ ковшей}$$

Длительность погрузки одной машины:

$$t_n = V_{cm} / N \cdot 0,85 \quad (85)$$

$$t_n = 10,8 / 1,3 \cdot 0,85 = 8 \text{ мин}$$

Количество рейсов самосвала в смену:

$$P_p = \frac{60 \cdot t_n}{t_n + 2 \cdot \ell / V_{cp} + t_p + t_m} \quad (86)$$

$$P_p = \frac{60 \cdot 8}{8 + 2 \cdot 2 / 20 + 1 + 3} = 40 \text{ рейсов}$$

Производительность автосамосвала в смену:

$$P_c = V_T \cdot P_p \quad (87)$$

$$P_c = V_T \cdot P_p = 4 \cdot 40 = 160 \text{ м}^3$$

Количество самосвалов: $N=1$ автомобиль.

Для перевозки лишнего грунта требуется 1 автомобиль.

Техническая характеристика катка

Марка – ДУ-8В

Ширина уплотняемой полосы – 1,29 м

Количество колес – 2 шт

Диаметр колес:

Ведущего – 1,6 м

Ведомого – 1,3 м

Двигатель:

Модель – Д-37Е

Мощность – 36,7 кВт

Габариты:

Длина – 6,08 м

Ширина – 3,2 м

Масса катка – 10,2 т

Техническая характеристика бортового автомобиля

Марка – ЗИЛ 130-76

Грузоподъемность – 6 т

Габариты – 6675×2500×2400

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В бакалаврской работе рассмотрена газификация района города и котельной производственной базы АО «Старт», годовое потребление газа с учетом запаса составило 14 660 172 м³. Произведен расчет газонаполнительной станции, резервуарного парка ГНС. Определено количество автотранспорта необходимого для поставки газа населению и снабжения коммунально-бытовых объектов.

Произведен расчет квартальных групповых резервуарных установок с искусственным и естественным испарением. Рассчитан внутридомовой, внутриквартальный и внутри котельный газопровод и подобраны необходимые диаметры труб для прокладки.

Решены вопросы подготовительных и монтажных работ газопроводов и резервуаров, испытаний на прочность и плотность объектов газоснабжения. Произведен расчет объемов земляных работ и оптимального комплекта машин.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

СУГ – сжиженный углеводородный газ;
КПД – коэффициент полезного действия;
ГНС – газонаполнительная станция;
КБСГ – кустовые базы сжиженного газа;
ППР – планово-предупредительный ремонт;
ПЗК – предохранительные запорные клапаны;
ГРУ – газорегуляторная установка;
ТГВ – теплогазоснабжение и вентиляция;
СП – свод правил;
АО – акционерное общество.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 62.13330.2011 Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002;
2. СП 42-101-2003 Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб;
3. СП 42-102-2004 Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб;
4. СП 89.13330.2012 Котельные установки;
5. Журавлев П. О. Справочник мастера-сантехника: М.: Стройиздат, 1982;
6. Стаскевич Н.Л. Справочник по сжиженным углеводородным газам: Ленинград: Недра, 1986 г.
7. Рябцев Н. И., Кряжев Б. Т. Сжиженные углеводородные газы: М.: Недра, 1977.
8. Преображенский Н. И. Сжиженные углеводородные газы: Ленинград: Недра, 1977.
9. Рябцев Н. И. Газовое оборудование, приборы и арматура: М.: Недра, 1985.
10. Дикман Л.Г. Организация жилищно-гражданского строительства: М.: Недра, 1990
11. Газоснабжение жилого района сжиженными углеводородными газами. Методические указания к курсовому и дипломному проектированию для студентов специальности 270109.65 - «Теплогазоснабжение и вентиляция» / СФУ. - Красноярск, 2012. - 36 с. Составили: А.И. Авласевич, И.Б. Оленев, А.С. Климов,
12. Расчет газонаполнительной станции.: учебно-методическое пособие для практических занятий курсового и дипломного проектирования {Электронный ресурс} /сост. А.И. Авласевич, И.Б. Оленев, А.С. Климов.- Электрон. Дан. – Красноярск: Сиб. Федер. Ун-т, 2013. – Систем

требования: PC не ниже класса Pentium I; 128 Mb RAM; Windows 98 / XP/7; Adobe Reader V 8.0 b и выше,

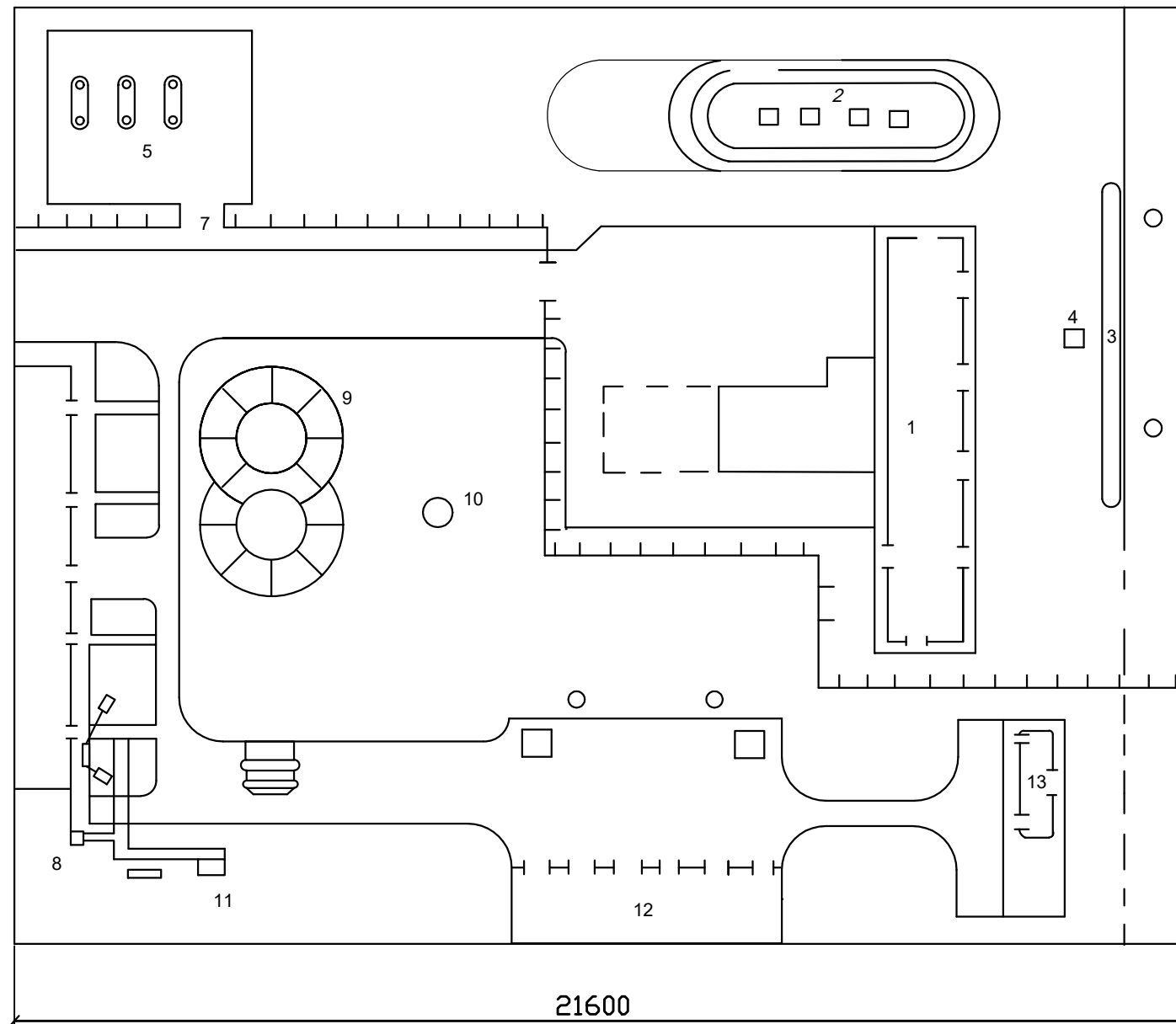
13.Ионин А.А. Газоснабжение. Учебник для вузов.-6-е издание. переработанное и дополненное. - М. Стройиздат,2015. -439с.,

14.СТО 4.2 – 07 – 2014 Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной и научной деятельности.

Схема генерального плана газонаполнительной станции

Экспликация

- 1—наполнительный цех
- 2—резервуар для хранения сжиженного газа 4 шт.(V=50м³)
- 3—эстакада для слива сжиженного газа из железнодорожных цистерн
- 4—сливной резервуар
- 5—автоколонки 3 шт.
- 6—блок вспомогательных помещений
- 7—автовесы
- 8—трансформаторная подстанция
- 9—резервуар для воды
- 10—водонапорная башня
- 11—генераторная
- 12—закрытая стоянка автомобилей
- 13—материальный склад

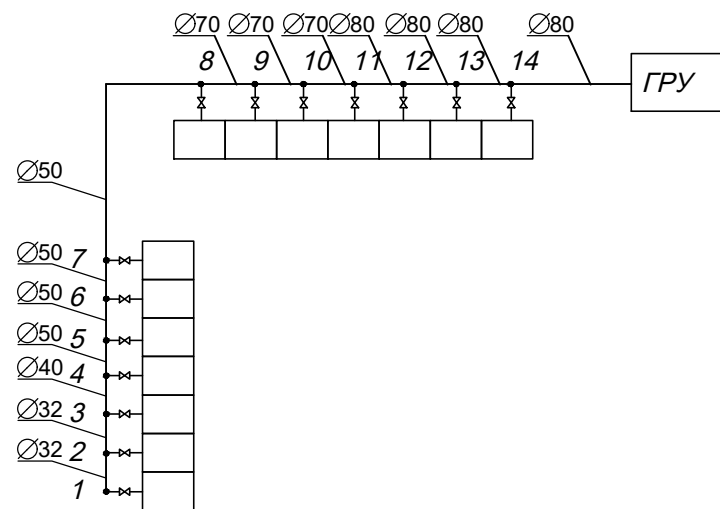
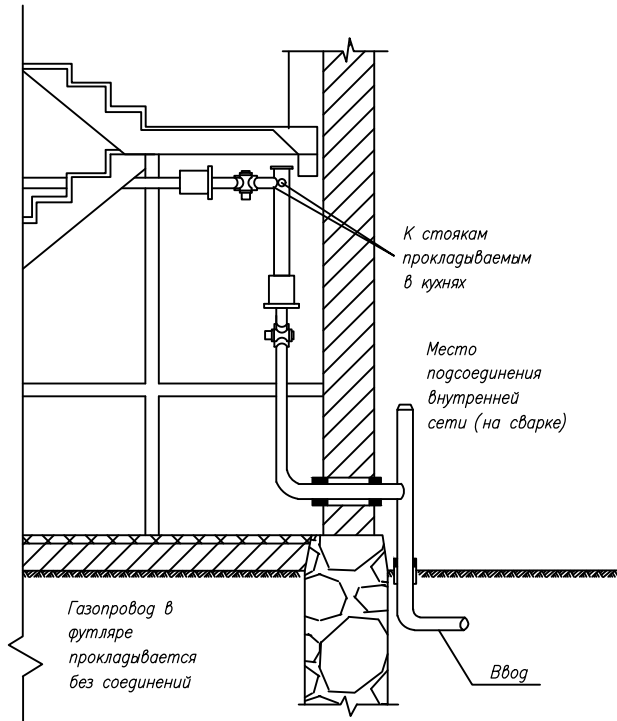


БР-08.03.01.05 ГП									
ИСИ СФУ									
Изм.	Лист	Кол.	№ док.	Подпись	Дата	Состав			
Выполнит	Бельгачева					Состав	Лист	Листов	
Проверит	Мельников А.И.					У	1	5	
Н. контр.	Мельников А.И.					Схема генплана ГНС.			
Утвердил	Мельников А.					Экспликация.			
						ИСЗИС			

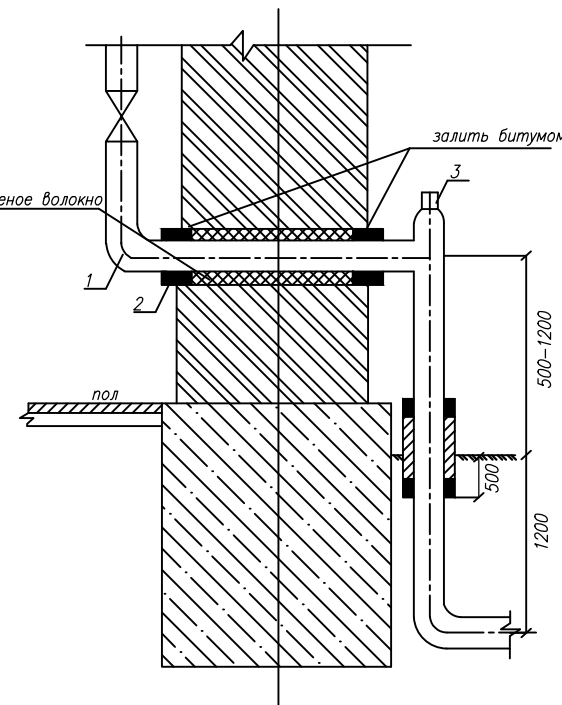
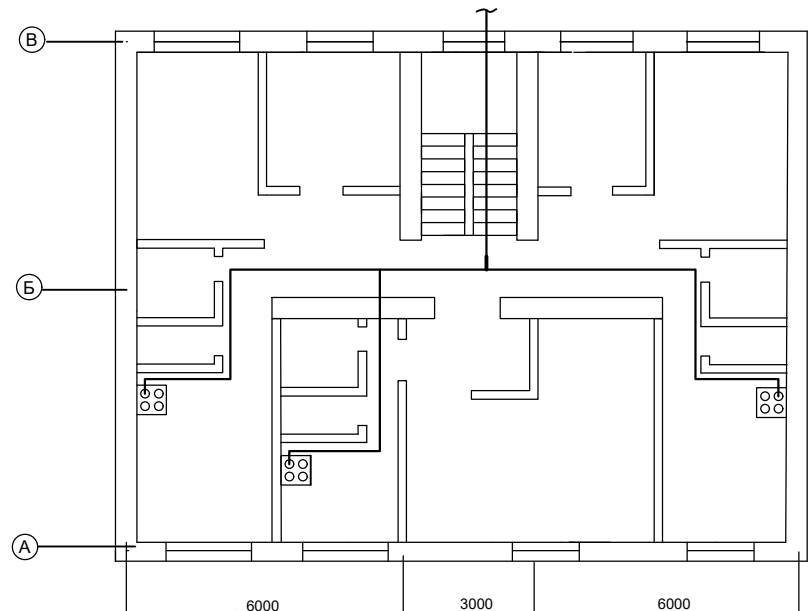
Монтаж трубопроводов
внутреннего газопровода

Схема внутриквартирного
газопровода

Цокольный
ввод газопровода

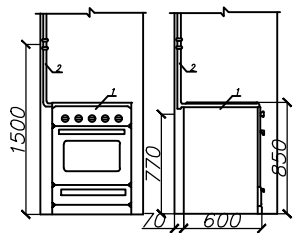


План этажа
1:100



- 1-газопровод
- 2-футляр
- 3-штуцер с заглушкой

Установка газовой
плиты



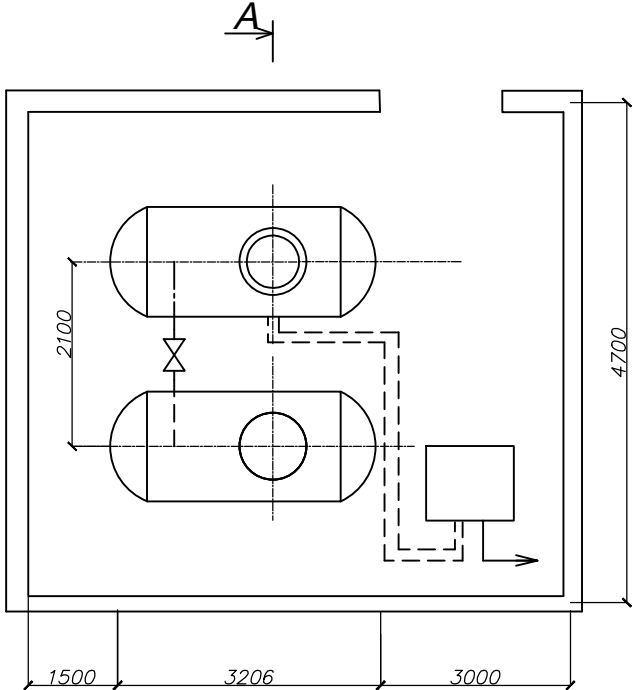
1-плита бытовая газовая ГОСТ 10798-77;
2-труба водогазопроводная.

БР-08.03.01.05 ГП									
ИСИ СФУ									
Изм.	Лист	Кол.	№ док.	Подпись	Дата	Снабжение сжиженным газом жилого района и котельной АО "Старт"			
Выполнил	Бельчищев					Статус	Лист	Листов	
Проверил	Матвеев А.И.					У	2	5	
Система внутриквартирного газопровода. Установка газовой плиты. Цокольный ввод газопровода. Монтаж трубопровода внутреннего газопровода.						ИСИ СФУ			
Н. контр.	Матвеев А.И.								
Утвердил	Матвеев А.И.								

Групповая резервуарная установка

Компановка резервуара с форсуночным испарителем

План на отм. 0.000



Разрез А—А

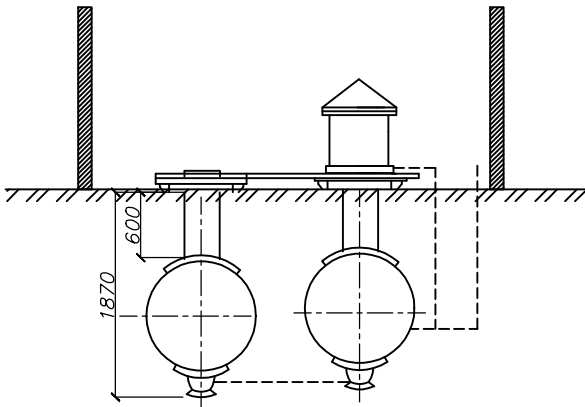
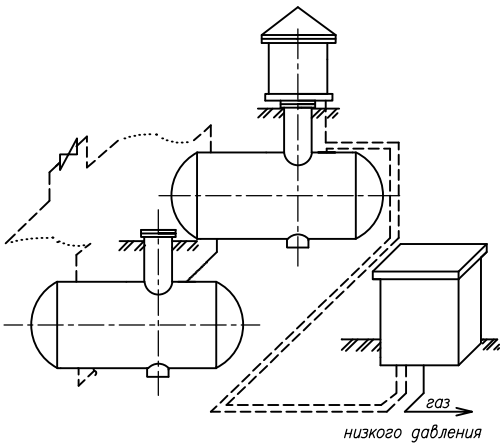


Схема обвязки резервуаров

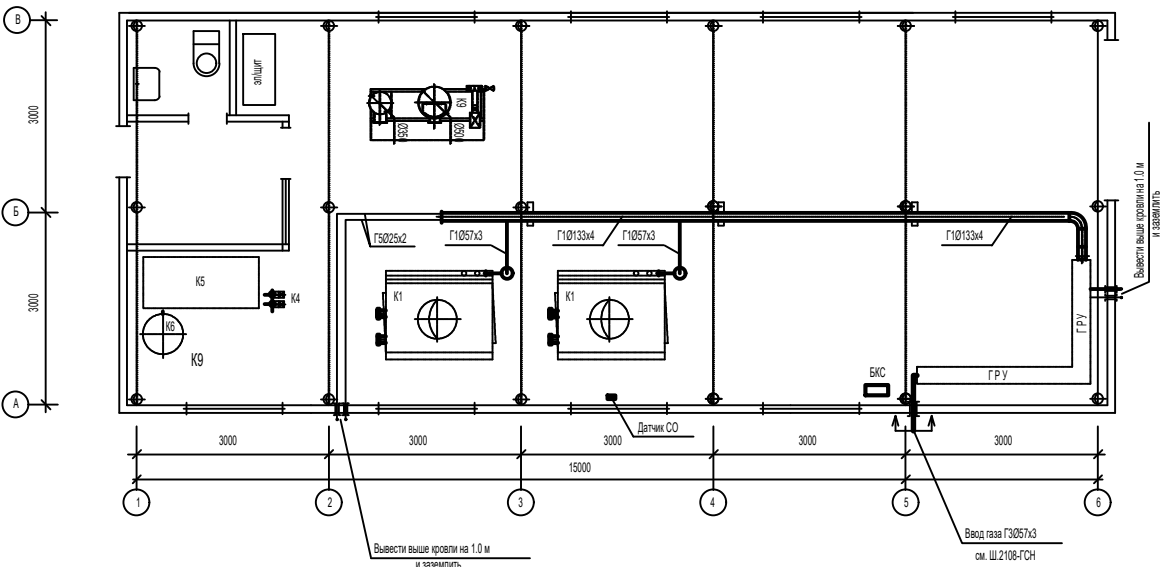


Спецификация

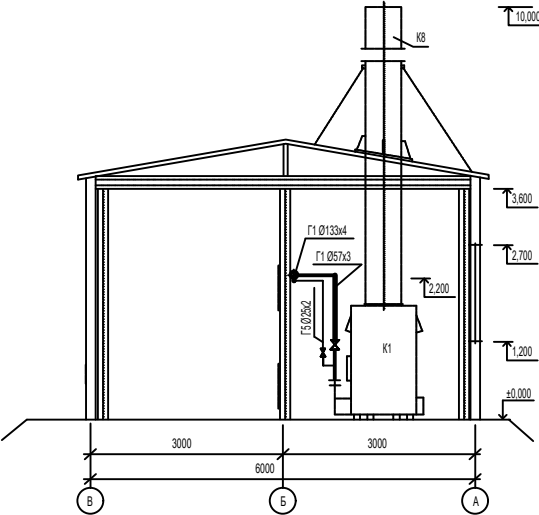
Поз	Наименование	кол	примечание
1	Подземный резервуар	1	
2	Форсуночный испаритель	1	
3	Предохранительный сбросной клапан	1	
4	Ресивер	1	
5	Поплавковый регулятор	1	
6	Конденсатосборник	1	
7	Манометр	1	
8	Предохранительный запорный клапан	1	
9	Регулятор давления	1	
10	Трехходовой кран	1	

БР-08.03.01.05 ГП			
ИСИ СФУ			
Изм.	Лист	Кол.	№ док
Выполнил	Болотников	Лист	Листов
Проверил	Матвеев А.И.	Лист	Листов
Снабжение сжиженным газом жилого района и котельной АО "Старт"			
групповая резервуарная установка, план на отметке 0.000. Разрез А-А. Схема обвязки резервуаров. Компановка резервуаров с форсуночным испарителем. Спецификация			
Н. контр.	Матвеев А.И.	Лист	Листов
Утвердил	Матвеев А.И.	Лист	Листов

План на отм. 0.000

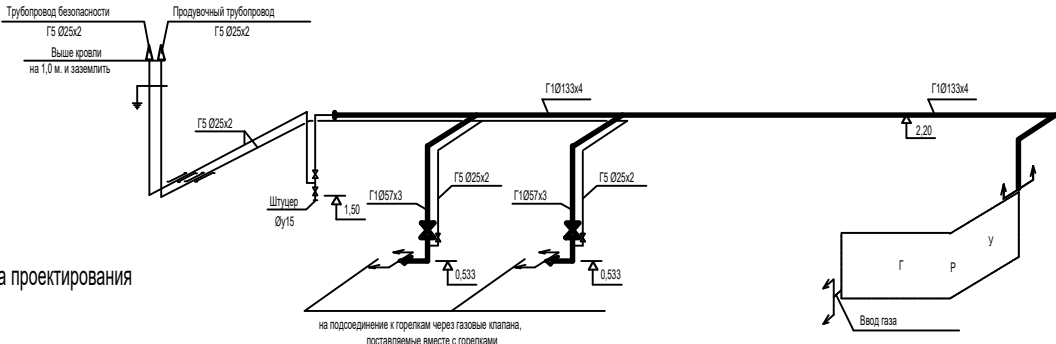


Разрез 1-1



— — — — — - опоры-кронштейны под газопроводы

Аксонометрическая схема газопровода



Экспликация оборудования

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса един. кг	Примечание
K1	"НН 2450"	Котел отопительный газовый водогрейный 588,6 кВт	2	885	сухой
	"Майги Терм"	(Опор:639,8 кВт) n=91,8% Грoв=17,56 м2	компл.	902,4	рабочий
K2	TOP-S 50/7 3~	Насос котловой G=20,2 м3/час H=4,99 м	агр.	17,5	2 раб;
	"Wilo"	N=0,025 кВт n=2800 400 v Z=50			
K3	IL 65/130-5,5/2	Насос сетевой G=60,1 м3/час H=19,6 м	агр.	84	1 раб; 1 рез
	"Wilo"	N=5,5 кВт n=2800 400 v Z=50			
K4	MNH 402 1~	Насос подпиточный G=1,52 м3/час H=20,4 м	агр.	9,8	1 раб; 1 рез
	"Wilo"	N=0,55 кВт n=2800 230 v Z=50			
K5	5.904-43	Подпиточный бак V=2000 л 1800x800x1500(н)	1		
K6	"Zilmet"	Расширительный мембранный бак V=400 л	1		Ø630 H=1510
K7	FS 316	Фильтр сетчатый магнитный фланцевый Ду150	1	63	
K8	листы КМ-15-18	Дымовая труба Ø610 n=8,22 м б=3 мм	3	1120	
K9	ТЭМ-104	Теплосчетчик Ду150 компл.			

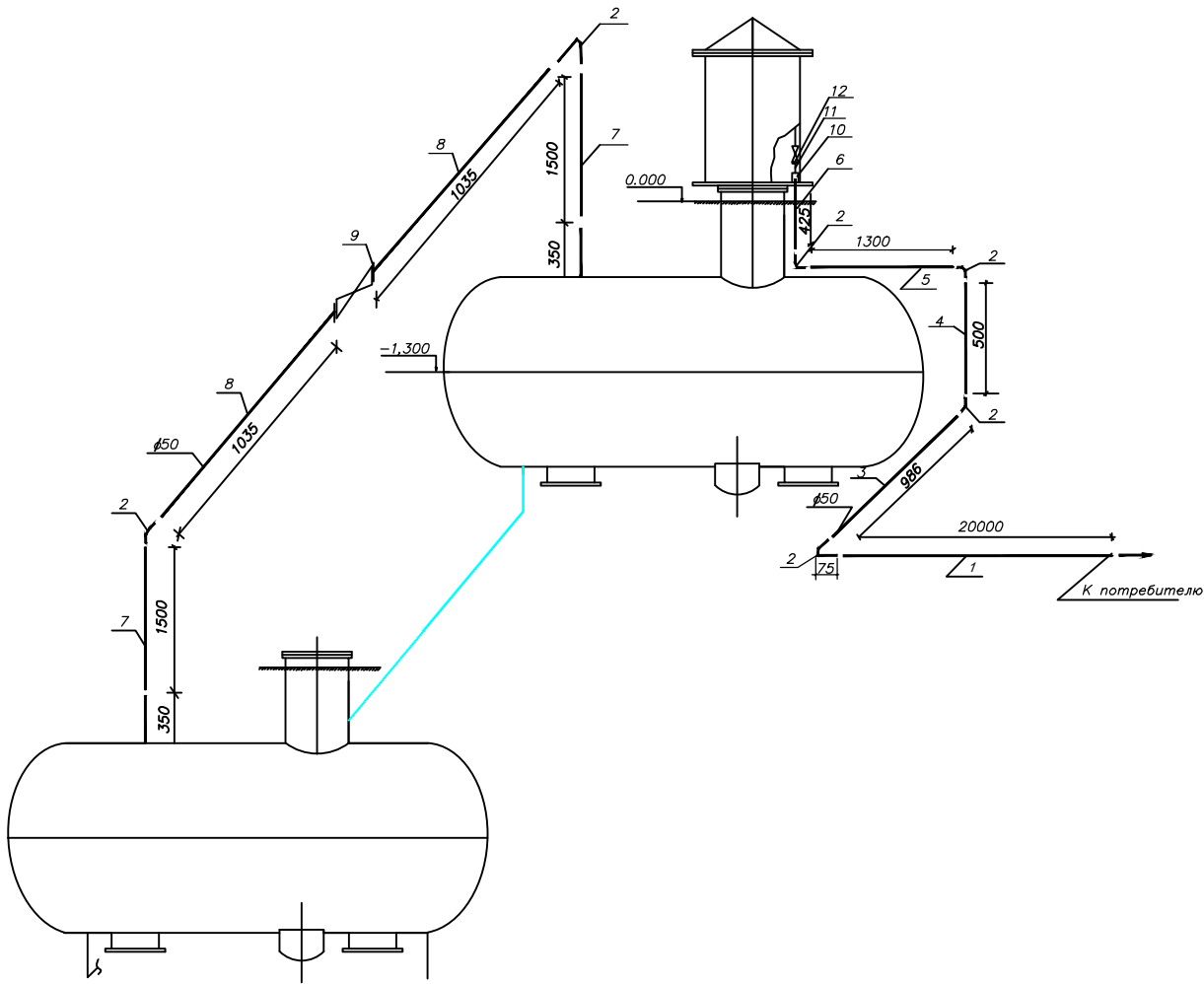
↑ — — — — — граница проектирования

— Г1 — газопровод низкого давления

— Г5 — продувочный газопровод

БР-08.03.01.05 ГП					
ИСИ СФУ					
Изм.	Лист	Кол.	№ док.	Подпись	Дата
Выполнил	Бельченок				
Проверил	Матвеев А.И.				
Снабжение сжиженным газом жилого района и котельной АО "Старт"					
Автономная котельная, 1 этаж на отм. 0,000					
Разрез 1-1. Расположение и эксплуатация оборудования, Аксонометрическая схема газопровода					
Н. контр.	Матвеев А.И.				
Утвердил	Матвеев А.				
				Страница	Лист
				У	4
				Листов	
				5	
ИСИ СФУ					

Монтажная схема обвязки резервуаров



Технические требования: газопровод собирать на сварке и резервуары изолируют защитным покрытием весьма усиленного типа.

Комплектовочная
ведомость

Номер узла	Число узлов	Номер узла	Заказ детали	Исходная проект	Заказываемая длина	Количество
1	1	С	С	50	20000	1
2	1	отвод 90°		50	75	6
3	1	С	С	50	986	1
4	1	С	С	50	500	1
5	1	С	С	50	1300	1
6	1	С	С	50	425	1
7	1	С	С	50	1500	2
8	1	С	С	50	1035	2
9	1	фланец		50	—	2
10	1	муфта		50	50	1
11	1	сгон		50	130	1
12	1	контр. гайка		50	—	1


Спецификация ГРУ

Поз.	Обозначение	Наименование	кол-во	мас-са	примечание
1	ГОСТ 87.34-75*	Труба бесшовная холоднодеформированная Ø50	8281	39,6	м
2	11ч36к	Кран пробковый натяжной муфтовой чугунный Ø 50.	2	10,6	шт.
3	15кч19п	Вентиль запорный фланцевый Ø50	4	32	шт.

БР-08.03.01.05 ПП					
ИСИ СФУ					
Изм.	Лист	Кол.	№ док	Подпись	Дата
Выполнит	Беленькая				
Проверит	Матвеевич А.И.				
Снабжение сжиженным газом жилого района и котельной АО "Старт"				Стадия	Лист
				У	5
Монтажная схема обвязки резервуаров. Комплектующая ведомость ГРУ. Спецификация ГРУ.				ИСЗИС	
Н. контр.	Матвеевич А.И.				
Утвердил	Матвеевич А.				

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Инженерно-строительный институт
институт
Инженерных систем зданий и сооружений
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
 А. И. Матюшенко
подпись инициалы, фамилия
« 5 » 07 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 «Строительство»

Снабжение сжиженным газом жилого района и котельной АО «Старт»
тема

Руководитель	 подпись, дата	<u>доцент, к. т. н.</u> должность, ученая степень	<u>А. И. Авласевич</u> инициалы, фамилия
Выпускник	 подпись, дата		<u>Р. Э. Бельчегешев</u> инициалы, фамилия
Нормоконтролер	 подпись, дата	<u>доцент, к. т. н.</u> должность, ученая степень	<u>А. И. Авласевич</u> инициалы, фамилия

Красноярск 2019